



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

6
2 ej'

**UN ESTUDIO DE LAS ANOMALIAS EN
PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION.**

**T E S I S P R O F E S I O N A L
Q U E P A R A O B T E N E R E L T I T U L O D E
I N G E N I E R O P E T R O L E R O
P R E S E N T A :
O L I V I A S A N T A B O B A D I L L A M E N D O Z A
D I R . M . I . R A U L L E O N V E N T U R A .**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-142

Señorita BOBADILLA MENDOZA OLIVIA SANTA.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. M.I. -- Raúl León Ventura, para que lo desarrolle como tesis para su -- Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"UN ESTUDIO DE LAS ANOMALIAS EN PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION"

- I INTRODUCCION.
- II TEORIA SOBRE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION.
- III ANOMALIAS PRESENTADAS A TIEMPOS LARGOS.
- IV ANOMALIAS PRESENTADAS A TIEMPOS CORTOS.
- V OTRAS ANOMALIAS.
- VI EJEMPLOS ILUSTRATIVOS.
- VII CONCLUSIONES.
- VIII NOMENCLATURA.
- REFERENCIAS.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento-- con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Mayo 24 de 1984.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

" UN ESTUDIO DE LAS ANOMALIAS EN PRUEBAS

DE INCREMENTO DE PRESION "

I N D I C E

	Pgs.
RESUMEN	1
I. INTRODUCCION	3
II. TEORIA SOBRE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION	7
II.1 ECUACIONES BASICAS Y SUPOSICIONES	7
II.2 SOLUCIONES DE LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD	9
II.2.1 Vacimiento Infinito	9
II.2.2 Vacimiento Circular Limitado	10
II.2.3 Vacimiento con Presión Constante en la Frontera Externa	11
II.3 PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION	13
II.3.1 Método de Theis-Horner	15
II.3.2 Método de Miller, Dyes y Hutchinson	20
III. ANOMALIAS PRESENTADAS A TIEMPOS LARGOS	24
III.1 YACIMIENTO CIRCULAR FINITO	25
III.2 EFECTOS DE UNA FALLA CERCANA AL POZO	30
III.3 PERIODO DE FLUJO PSEUDOESTACIONARIO. METODO DE MUSKAT	33
IV. ANOMALIAS PRESENTADAS A TIEMPOS CORTOS	38
IV.1 EFECTO DE DADO	39
IV.2 EFECTOS DE ALMACENAMIENTO	41
IV.3 ANALISIS DE DATOS A TIEMPOS CORTOS POR AJUSTE DE CURVAS TIPO	42
IV.4 POZOS ESTIMULADOS	48
IV.5 EFECTO DE LA PENETRACION PARCIAL	51

	Pgs.
V. OTRAS ANOMALIAS	53
V.1 ANOMALIAS QUE RESULTAN DE LA SEGREGACION DE LAS FASES	54
V.1.1 Suposiciones hechas en el Comportamiento del pozo	59
V.1.2 Cálculos Básicos	60
V.1.3 Comportamiento de Presión	60
V.2 ANOMALIAS QUE RESULTAN POR FUGAS DE LA TUBERIA DE PRODUCCION O EN EMPACADORES	64
V.3 OTROS EFECTOS EN LAS CURVAS DE INCREMENTO - DE PRESION	68
V.3.1 Vacimientos Estratificados	68
V.3.2 Vacimientos de Doble Porosidad	76
V.3.3 Vacimientos Bajosaturados	81
VI. EJEMPLOS ILUSTRATIVOS	85
VI.1 EJEMPLO DE INCREMENTO DE PRESION EN UN POZO CERCA A UNA FALLA	86
VI.2 EJEMPLO DE UN POZO DANADO	93
VI.3 EJEMPLO DE UN POZO SIN DANO A LA FORMACION	97
VI.4 EJEMPLO DEL EFECTO DE SEGREGACION DE FASES EN EL POZO	101
VI.5 EJEMPLO DE INCREMENTO DE PRESION EN UN VACIMIENTO CON DOBLE POROSIDAD	105
VII. CONCLUSIONES	111
VIII. NOMENCLATURA	114
REFERENCIAS	119

R E S U M E N

En este trabajo se tratan los conceptos físico-matemáticos que son la base para desarrollar los métodos de análisis de las pruebas de incremento de presión, así como la aplicación de dichos métodos en el análisis de la información obtenida durante las pruebas efectuadas en pozos.

Se discuten todos los fenómenos que hacen que el comportamiento real del incremento de presión difiera del caso ideal. Estos se presentan a tiempos cortos, como el almacenamiento, efecto de daño, penetración parcial estimulaciones, etc. A tiempos largos se tiene la presencia de una falla cercana al pozo y los efectos de una frontera de drene. También se analizan efectos de zonas productoras estratificadas y de doble porosidad. Las anomalías causadas por los fluidos dentro del pozo, como fallas en el empacador, fugas en la TP o TR y segregación de fases, afectan también el comportamiento del incremento de presión. Todo lo anterior se analiza por métodos convencionales y ajuste -- con curvas tipo.

En todos los casos se prueba que es posible determinar, la permeabilidad de la formación, el efecto de daño, la presión promedio del yacimiento y la eficiencia del flujo. Para lo cual se presentan varios ejemplos ilustrativos.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

Aunque la teoría básica del comportamiento de presión en pozos se desarrolló hace muchos años, las contribuciones importantes desde entonces han extendido la -- aplicabilidad original a una variedad mucho más amplia de situaciones.

En los últimos años los métodos de análisis de incremento de presión han recibido mucha atención debido a que el comportamiento de presión de un pozo puede ser medido con un razonable alto grado de precisión, de tal manera que puedan obtenerse datos confiables para el análisis, porque sobre un rango muy amplio de condiciones de operación, se puede obtener información valiosa del yacimiento.

La teoría sobre la cual se basa el análisis de los datos de incremento de presión se deriva de la solución de la ecuación del flujo radial para un fluido ligeramente compresible y condiciones de gasto constante. Se requiere que el pozo esté cerrado por un período de tiempo suficiente para obtener una porción de línea -- recta claramente definida en la gráfica de presión de fondo observada contra $\log(t + \Delta t) / \Delta t$. De la pendiente de la recta y otros datos normalmente obtenidos puede estimarse la permeabilidad de la formación, daño al pozo y la presión promedio del yacimiento.

La aplicación exitosa de este procedimiento depende de la habilidad para reconocer la sección de línea recta de la curva de incremento de presión. Se puede hacer por simple observación o auxiliándose del ajuste con curvas tipo.

El objetivo de este estudio es presentar los métodos -- principales por medio de las cuales la aplicación de las técnicas de análisis de curvas de incremento pueden extenderse hasta incluir datos de presión de las porciones inicial y final del comportamiento. Así como las anomalías que causan las heterogeneidades del yacimiento y el movimiento de los fluidos dentro del pozo.

En la Fig. 11.1 se ilustran las regiones de interés de una curva de incremento de presión, para las cuales se describen algunos casos típicos.

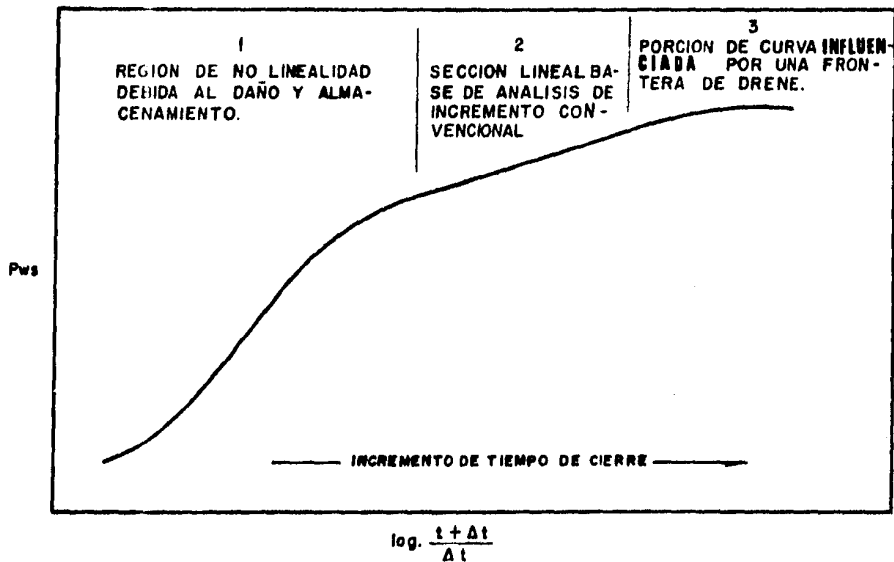


Fig. I.1 Gráfica típica de incremento de presión convencional.

CAPITULO II

TEORIA SOBRE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION

II.1 ECUACIONES BASICAS Y SUPOSICIONES.

De las soluciones de las ecuaciones diferenciales parciales se derivan los métodos de análisis que describen el comportamiento del flujo de fluidos en medios porosos para varias condiciones de frontera.

Este comportamiento se describe matemáticamente¹ a partir de los siguientes principios físicos, para el caso en el que el flujo hacia el pozo es radial:

a) Ecuación de continuidad. (La Ley de Conservación de masa):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho v_r) = - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (II.1)$$

b) Ecuación de movimiento. (La Ley de Darcy):

$$v_r = - \frac{k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (II.2)$$

c) Ecuación de Estado. (Para un fluido con compresibilidad pequeña y constante):

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \quad (II.3)$$

Combinando las ecuaciones (II.1), (II.2) y (II.3), se obtiene la ecuación de flujo, llamada ecuación de difusividad para flujo radial:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (II.4)$$

El estudio matemático del flujo de fluidos en el yacimiento requiere que se hagan las siguientes suposiciones:

- Yacimiento homogéneo,
- Yacimiento horizontal,
- Yacimiento de espesor uniforme,
- El fluido obedece la Ley de Darcy,
- El fluido está presente en una sola fase,
- El flujo al pozo es radial,
- Compresibilidad sensiblemente constante,
- Viscosidad absoluta sensiblemente constante y

- La densidad obedece una ley de tipo exponencial.

De todas estas suposiciones la más crítica es la que requiere la presencia de una sola fase del fluido del yacimiento, ya que tanto la compresibilidad como la permeabilidad son muy sensibles a los cambios de presión por abajo del punto de burbujeo. Sin embargo, aunque la teoría se ha desarrollado para el caso en que las presiones están arriba del punto de burbujeo, con frecuencia las ecuaciones parecen funcionar aún cuando esta condición no se cumpla totalmente.

II.2 SOLUCIONES DE LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD.

Para flujo transitorio radial, tres casos básicos son de interés:

II.2.1 Yacimiento Infinito²

Cuando el pozo está situado en un medio poroso de extensión radial infinita. Para poder llegar a la solución de la ecuación de difusividad se requiere tomar en cuenta las siguientes condiciones:

i) Condición inicial.

$$p(r,0) = p_i, \quad t=0, \quad \text{para toda } r.$$

ii) Frontera interna.

$$\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = - \frac{q\mu}{2\pi kh}, \quad \text{para todo } t > 0$$

iii) Frontera externa en el infinito a presión constante.

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p(r,t) = p_i, \quad \text{para todo } t > 0$$

Para resolver la ecuación en forma práctica se considera que el pozo es una línea, ($r_e \gg r_w$), por tanto,

ii)' La condición de frontera interna, es decir el radio del pozo, tiende a cero:

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q\mu}{2\pi kh}, \quad t > 0$$

Considerando estas condiciones de frontera se llega a la solución llamada de "Línea fuente" aplicable al caso de un yacimiento infinito:

$$p(r,t) = p_i + \frac{q\mu}{4\pi kh} E_1 \left(- \frac{\phi \mu c_t r^2}{4kt} \right) \quad (11.5)$$

11.2.2 Yacimiento Circular Limitado?

Este es el caso en que el pozo está situado en el centro de un yacimiento cilíndrico, sin flujo a través de la -- frontera externa.

Tomando en cuenta las condiciones apropiadas, llegamos a la solución de la ecuación de difusividad para un yacimiento limitado:

$$\begin{aligned}
p(r, t) = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left\{ \frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \left(\frac{r_D^2}{4} + t_D \right) - \frac{r_{eD}^2 \ln r_D}{r_{eD}^2 - 1} - \right. \\
\left. \frac{(3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1)}{4(r_{eD}^2 - 1)^2} \right\} + \\
\frac{\sum_{n=1}^{\infty} e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1^2(\alpha_n r_{eD}) \{ J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n r_D) - Y_1(\alpha_n) J_0(\alpha_n r_D) \}}{\alpha_n \{ J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n) \}} \quad (II.6)
\end{aligned}$$

donde:

$$r_D = \frac{r}{r_w}, \quad r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}, \quad t_D = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}$$

Cuando t_D es grande se alcanzan los efectos de frontera y por esta razón se desprecia la sumatoria de la ecuación (II.6). Se alcanza el comportamiento del flujo pseudoestacionario y por tanto, la ecuación queda:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left\{ \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right\} \quad (II.7)$$

Para t_D pequeño, el yacimiento se comporta como infinito ya que r_{eD} tiende a infinito.

Del comportamiento infinito a finito existe una zona de transición, (ocurre en $t_D = 0.25 r_{eD}^2$ antes de llegar a la zona de transición), o sea el cambio de t_D del comportamiento infinito a finito, Fig. II.1 donde la línea recta hacia arriba indica el flujo pseudoestacionario.

II.2.3 Yacimiento con Presión Constante en la Frontera Externa²

En este caso, el pozo está situado en el centro de un área cilíndrica con presión constante en la frontera --

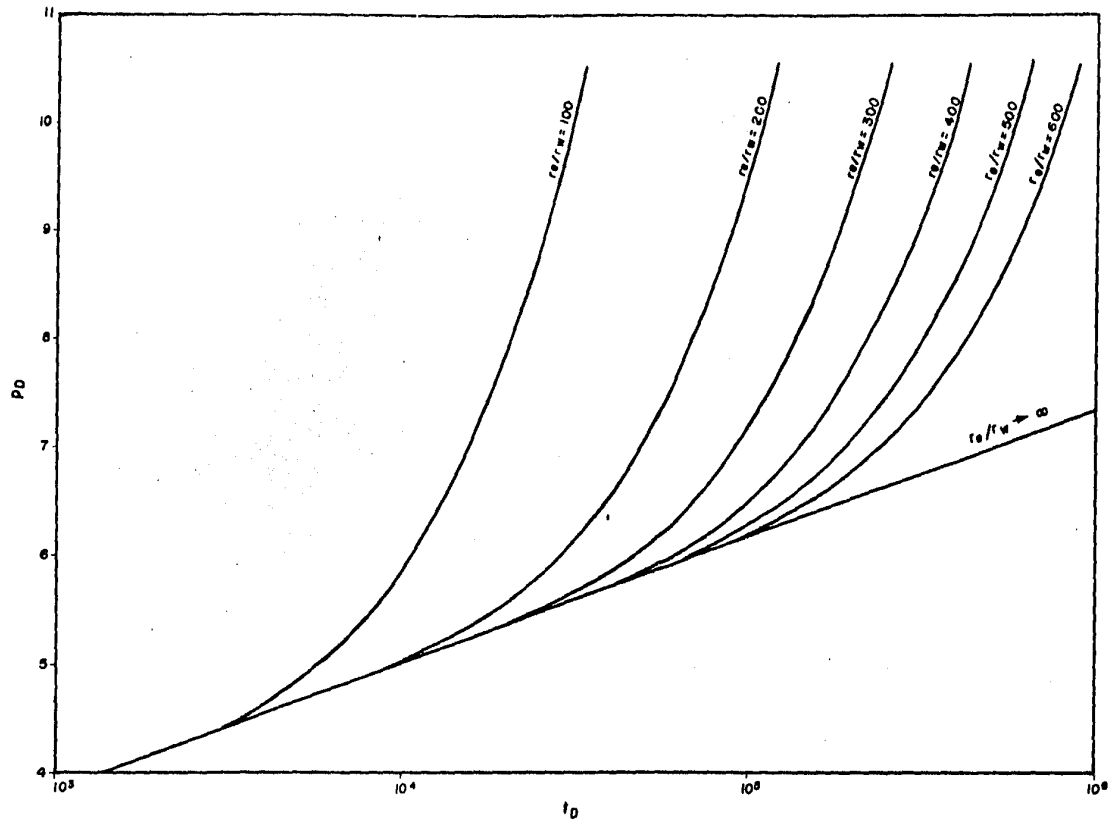


Fig. II. 1 Presión adimensional de un pozo en el centro de un yacimiento circular cerrado?

externa, la solución de la ecuación de difusividad es:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln r_{eD} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n t_D} J_0^2 \left(\frac{\beta_n r_{eD}}{r_w} \right)}{\beta_n^2 \{ J_1^2(\beta_n) - J_0^2(\beta_n r_{eD}) \}} \right) \quad (11.8)$$

Para tiempos largos la ecuación (11.8), queda:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln r_{eD} \quad (11.9)$$

la cual nos representa el momento en que se alcanza la frontera externa, por lo cual se tendrá flujo estacionario, Fig. 11.2.

Para tiempos cortos se tiene un comportamiento de yacimiento infinito. Cuando $t_D = 0.25 r_{eD}^2$ empieza la zona de transición.

11.3 PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION.

El objetivo de realizar una prueba de incremento de presión es el de obtener información para determinar la capacidad de flujo, presión media del yacimiento, eficiencia de flujo, daño a la formación y algunas otras características tanto del yacimiento como del pozo.

En este tipo de pruebas es necesario que el pozo produzca a un gasto constante, q , por un período de tiempo anterior al cierre, si esto no sucede, es decir que el gasto antes del cierre sea variable, entonces se tiene que emplear el principio de superposición para tomar en cuenta esta variación. Se supone que el pozo produce continuamente con un gasto, q , para todo tiempo $(t + \Delta t)$. En el tiempo, t , se supone que un segundo pozo localizado en la misma posición que el anterior empieza a inyectar

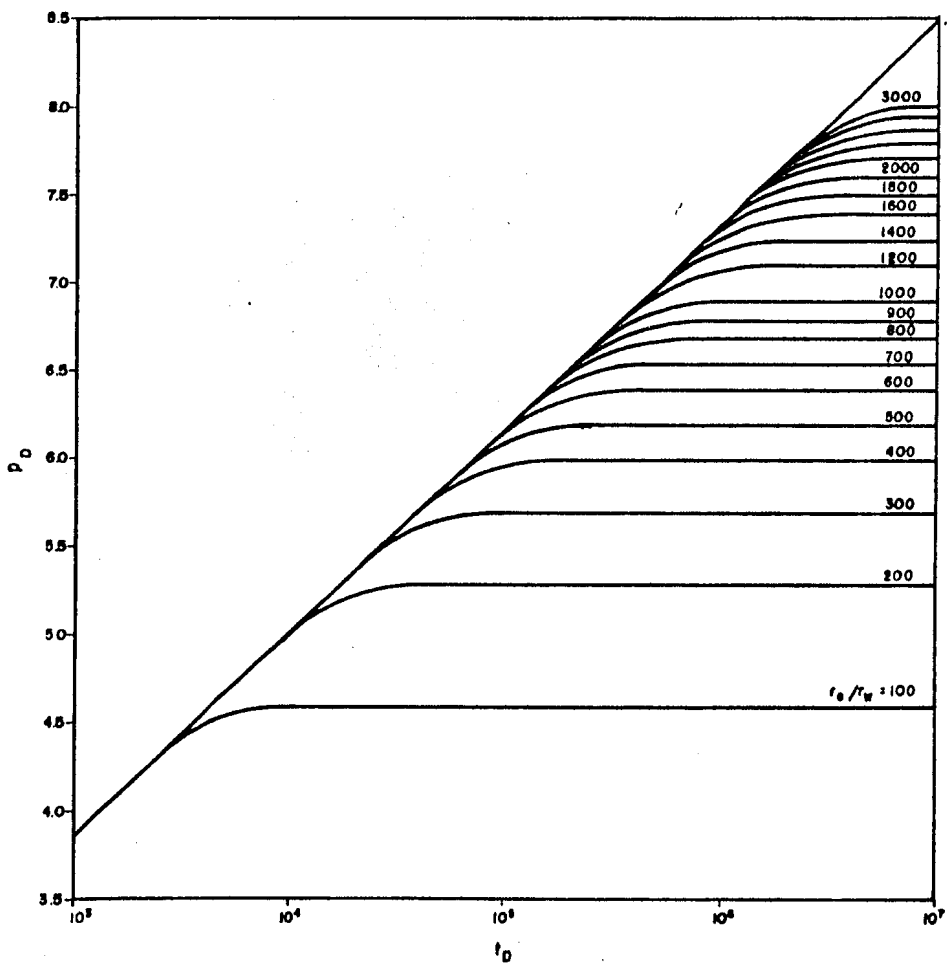


Fig. II.2 Presión adimensional para un pozo en el centro de un yacimiento circular cerrado con presión externa constante.⁹

tar fluidos con un gasto $-q$, en consecuencia, para tiempos mayores que t , el gasto neto debido a los dos pozos es nulo. Después de la consideración anterior, el pozo se cierra y se realiza una serie de mediciones de la presión de fondo, p_{ws} , para tiempos, Δt , después del cierre. Estos datos se grafican y aplicando métodos -- que posteriormente se describen se procede a realizar el análisis de la prueba de incremento.

II.3.1 Método de Theis - Horner³

El método de análisis de curvas de incremento de presión presentado por Horner hace uso de la solución de línea fuente, ecuación (II.5), para el comportamiento de la presión del pozo. Esta solución puede aproximarse con:

$$p_i - p_{wf} = - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \left(\frac{\gamma\phi\mu c_t r_w^2}{4kt} \right) \quad (II.10)$$

Para tiempos después de que se ha cerrado el pozo, la caída de presión puede obtenerse aplicando el principio de superposición de la siguiente manera:

$p_i - p_{ws} =$ (Caída de presión al tiempo $(t+\Delta t)$, causado por el gasto q) + (caída de presión al tiempo Δt causado por el gasto $-q$).

$$p_i - p_{ws} = - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \left(\frac{\gamma\phi\mu c_t r_w^2}{4k(t+\Delta t)} \right) + \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \left(\frac{\gamma\phi\mu c_t r_w^2}{4k\Delta t} \right) \quad (II.11)$$

Eliminado y simplificando queda:

$$p_{ws} = p_i - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{t} \right) \quad (11.12)$$

Expresada en unidades de campo, (psi, B/D, cp, md y ft), queda:

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q B \mu}{k h} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (11.13)$$

Esta ecuación nos representa el comportamiento de la presión utilizada por Horner.

El método de análisis consiste en graficar en papel semi logarítmico, P_{ws} contra $(t + \Delta t) / \Delta t$, Fig. 11.3, de la cual se obtiene una línea recta, que sería el comportamiento ideal, en el que se tuviera un pozo único en un yacimiento infinito, tal condición nunca se obtiene, pero para el caso de un pozo nuevo en un yacimiento finito es similar a medida que la extracción total del pozo se mantenga pequeña. Es difícil establecer un criterio para el orden de esta pequeñez, las aplicaciones prácticas parecen indicar que a un periodo de semanas o aún a varios meses y todavía puede obedecer la teoría de un "yacimiento infinito".

Antes de graficar es necesario calcular el tiempo de producción, t . Esto se realiza suponiendo que el gasto de producción se ha mantenido constante durante toda la vida del pozo, como esto no sucede en realidad se toma el último gasto disponible.

$$t = \frac{\text{Producción total acumulada}}{\text{Último gasto de producción}}$$

El valor absoluto de la pendiente de la recta, m , es --

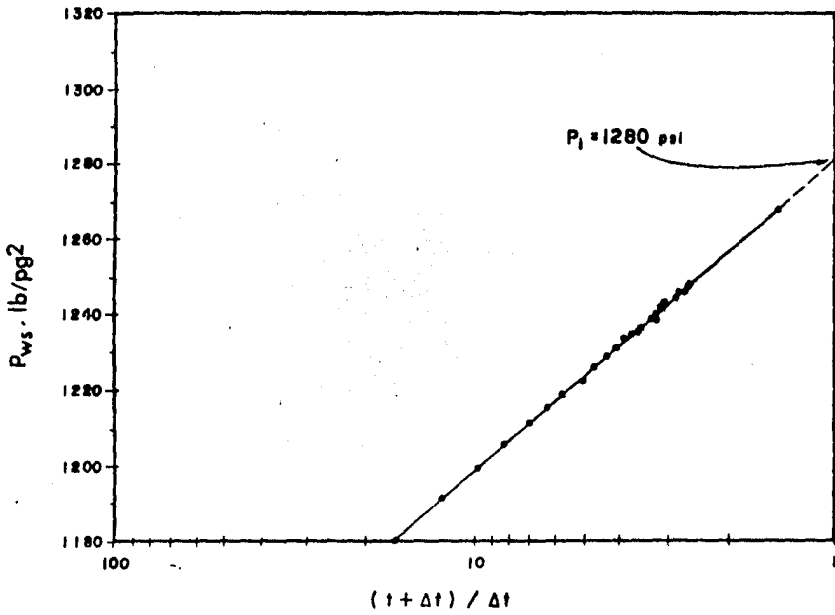


Fig.II.3 Incremento de presión para un yacimiento aproximadamente ideal³

igual al coeficiente del logaritmo que interviene en la ecuación (II.13). Entonces la capacidad de flujo de la formación está dada por la expresión siguiente:

$$kh = 162.6 \frac{q\mu B}{m} \quad (II.14)$$

Si la línea recta se extrapola para un tiempo de cierre Δt infinito $(t+\Delta t)/\Delta t=1$, se obtiene p^* que sería la p_i , es decir la presión inicial del yacimiento. Dato necesario para calcular la presión media y la eficiencia de flujo.

Matthews, Brons y Hazebroek⁴ presentaron un método para determinar la presión media del área de drene de un pozo, \bar{p} , a partir de datos de una prueba de incremento de presión. Este método se basa en la relación que existe entre p^* y \bar{p} y se aplica de la manera siguiente:

1. Se determina la p^* extrapolando la línea recta a $(t+\Delta t)/\Delta t=1$ en una gráfica de Horner.
2. De la distribución de pozos en el yacimiento determinar la forma de área de drene y la localización del pozo dentro de la misma.
3. Calcular el tiempo de producción adimensional del pozo (t_{DA}), basado en el área de drene:

$$t_{DA} = \frac{0.000264 kt}{\phi\mu c_t A} \quad (II.15)$$

4. Usando la Fig. II.4, determinar P_{DMBH} de acuerdo con la forma del área de drene, la localización del pozo y el tiempo de producción adimensional.

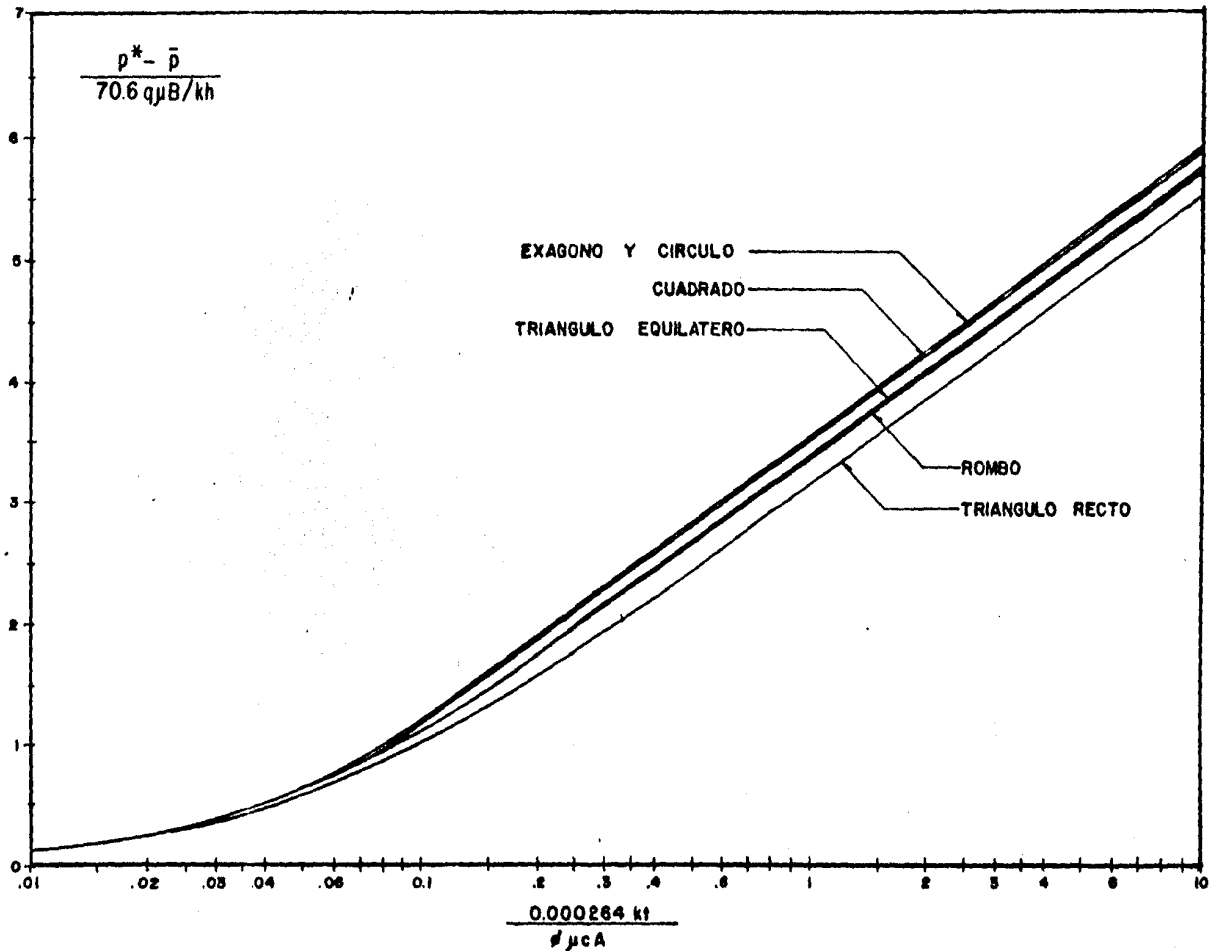


Fig. II. 4 Función presión para un pozo en el centro de un equilátero.²

5. Calcular \bar{p} con la fórmula:

$$\bar{p} = p^* - \frac{PD_{MBH} \cdot m}{2.303} \quad (II.16)$$

donde m , es la pendiente de la línea recta en la gráfica de Horner.

La aplicación del método de Horner también permite obtener el factor de daño, del cual se hace un estudio detallado posteriormente.

II.3.2 Método de Miller - Dyes - Hutchinson⁵

Este método está basado en la solución de la ecuación de difusividad para yacimientos finitos. Se supone que el pozo ha alcanzado condiciones de flujo pseudoestacionario antes del cierre.

Graficando p_{ws} contra $\log \Delta t$ para efectuar el análisis de los datos de presión, Fig. II.5.

La capacidad de flujo de la formación y el factor de daño se obtienen de la misma forma que en el método de Horner, sólo que la pendiente m , es ahora de la gráfica semilogarítmica p_{ws} contra Δt .

La presión promedio del volumen del yacimiento drenado por el pozo se obtiene en forma diferente a la realizada por MBH.

Miller, Dyes y Hutchinson⁵ presentan una gráfica en función de una presión adimensional, P_{DMDH} , y de un tiempo adimensional de cierre, Δt_{DA} para yacimientos en que la frontera exterior presenta una presión constante, igual a la inicial, Fig. II.6.

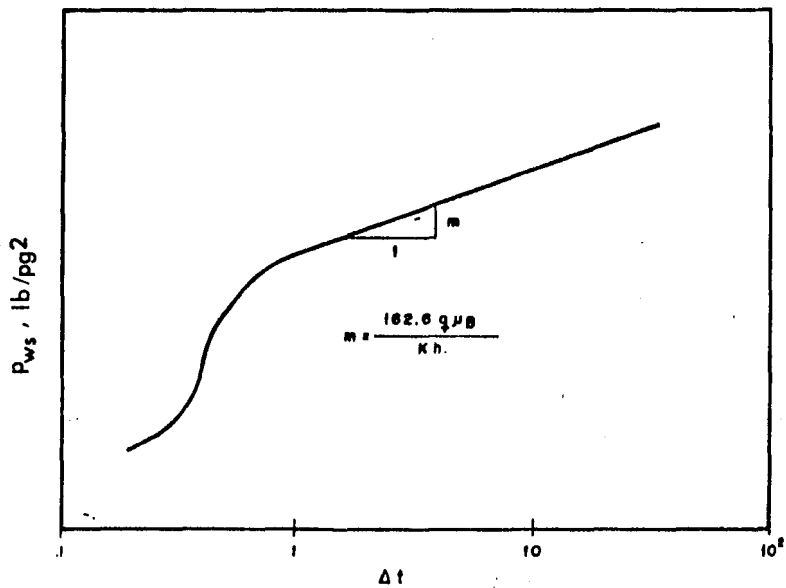


Fig. II. 5 Gráfica de Miller, Dyes y Hutchinson para datos de pruebas de incremento de presión.

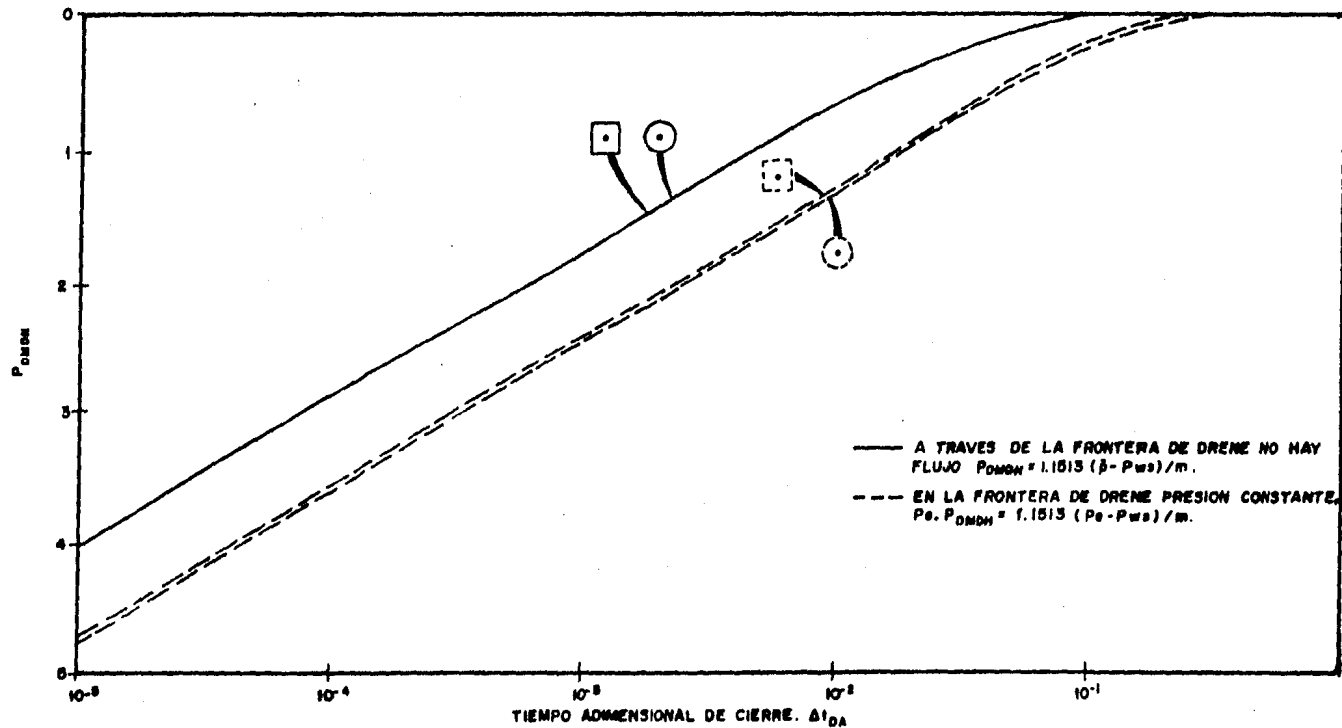


Fig. II. 6 Presión adimensional, MDH, para áreas de drenaje cuadrado y circular.⁷

$$\Delta t_{DA} = \frac{0.0002637 k \Delta t}{\phi \mu c_t A} \quad (II.17)$$

$$\bar{p} = P_{ws} + \frac{m P_{DMDH}}{1.1513} \quad (II.18)$$

Se entra a estas curvas teóricas con el valor de Δt_{DA} , - calculado para un tiempo de cierre, Δt , que esté comprendido en la porción recta de la curva de incremento, y -- así se obtiene el valor de P_{DMDH} de la curva correspondiente de acuerdo al tipo de frontera exterior del yacimiento.

A partir de este valor se obtiene la presión promedio, \bar{p} con la ecuación (II.18).

CAPITULO III

ANOMALIAS PRESENTADAS A TIEMPOS LARGOS

Estas anomalías se presentan después de alcanzar la línea recta convencional en una curva de incremento de presión, ya sea por haber alcanzado los límites del yacimiento (efectos de frontera), o por la presencia de una falla.

El análisis de estas curvas de incremento de presión - -

cuando aparecen estos efectos, se ha hecho con métodos convencionales y el uso de curvas tipo.

Debido a que los datos de campo no siempre coinciden exactamente con una curva tipo, no son muy confiables los resultados obtenidos. Sin embargo, son de gran utilidad para localizar la porción de línea recta, es decir la duración del período de flujo radial transitorio; una vez sabiendo esto, es más recomendable utilizar los métodos convencionales.

III.1 YACIMIENTO CIRCULAR FINITO³

Para yacimientos limitados se pueden utilizar las mismas ecuaciones que para un yacimiento infinito, pero solamente si el tiempo de producción es pequeño. Pero para tiempos largos de producción no son aplicables.

El comportamiento de la presión para un pozo en el centro de un yacimiento circular finito, Fig. III.1, parte de lo siguiente.

La solución de la ecuación de difusividad para este caso, ecuación (II.6), es demasiado complicada y de interés meramente teórico. Por lo que una solución aproximada se obtiene al modificar la ecuación (II.5), que es la solución para yacimiento infinito.

Tomando r_e , como el radio límite de un yacimiento finito, puede decirse que la caída de presión causada por un pozo en un yacimiento infinito es menor que la caída de presión en un yacimiento finito. Es una medida que depende de la cantidad de fluido que en el caso infinito ha drenado a través de un círculo de radio r_e .

El método consiste en calcular el volumen de fluido que en el caso infinito ha cruzado el límite externo r_e en -

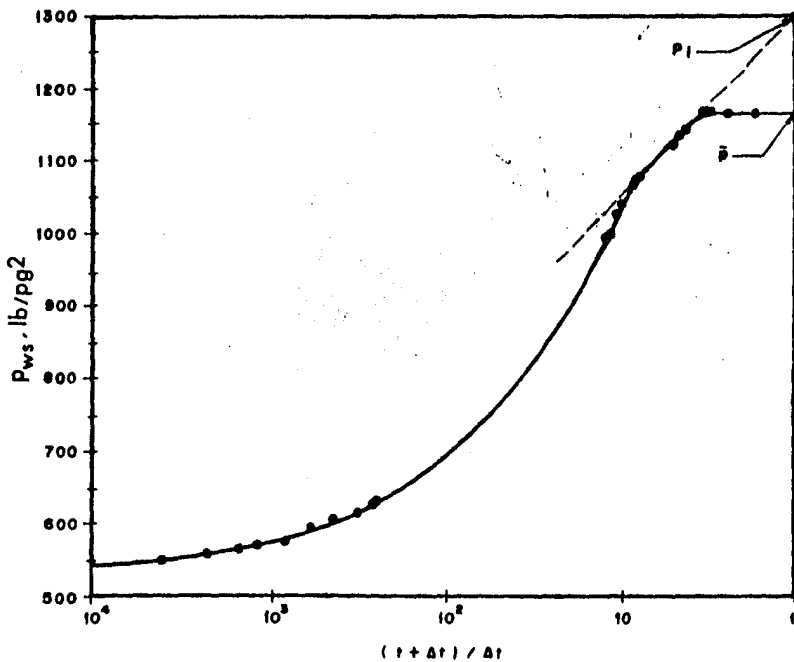


Fig. III.1 Incremento de presión que muestra efectos de frontera.¹⁰

cualquier tiempo, t . Entonces, esta cantidad de fluido, Q , producido en el yacimiento finito, hubiera causado una caída de presión promedio adicional en todo el yacimiento finito igual a:

(Q / VOLUMEN POROSO DEL YACIMIENTO CON HIDROCARBUROS) \times
(1 / COMPRESIBILIDAD).

Esta cantidad es igual a:

$$\gamma \left(\frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4kt} \right) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ E_i \left(- \frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4kt} \right) + \frac{4kt}{r_e^2 \phi \mu c_t} e^{-\frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4kt}} \right\} \quad (III.1)$$

Así la presión de un yacimiento circular con un pozo produciendo uniformemente en su centro puede obtenerse incluyendo la ecuación (III.1), en la (II.5), para dar:

$$p = p_i + \frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ E_i \left(- \frac{r^2 \phi \mu c_t}{4kt} \right) - \gamma \left(\frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4kt} \right) \right\} \quad (III.2)$$

donde la función γ está definida por:

$$\gamma(u) = E_i(-u) + \frac{1}{u} e^{-u}$$

Es importante considerar que la función $\gamma(u)$ es conocida, donde $u = \frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4kt}$. En la Fig. III.2 se encuentra la gráfica de $\gamma(u)$ para un gran rango de valores de u . Por tanto, la presión al tiempo $t + \Delta t$ puede obtenerse

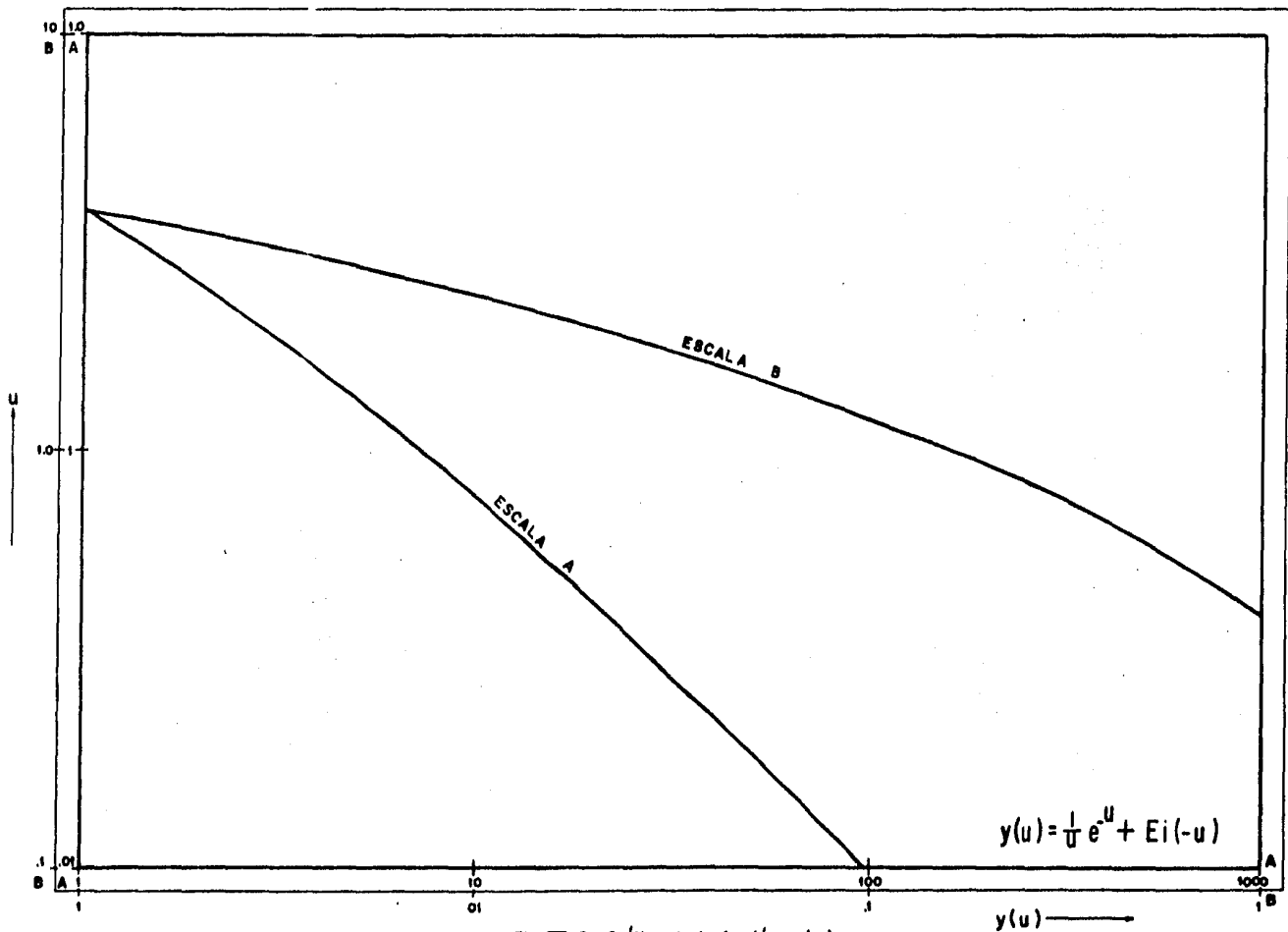


Fig. III. 2 Gráfica de la función $y(u)$

superponiendo dos soluciones de la forma de la ecuación (III.2), para dar una aproximación a la ecuación de incremento en un yacimiento finito como:

$$p_{ws} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ \ln \left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t} \right) + \gamma \left(\frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4k(t+\Delta t)} \right) - \gamma \left(\frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4k \Delta t} \right) \right\} \quad (III.3)$$

cuando el Δt , es muy grande, $\gamma \left(\frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4k \Delta t} \right) \approx 0$, y $\gamma \left(\frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4k(t+\Delta t)} \right)$ casi siempre es constante, por lo cual la ecuación (III.3), se reduce a:

$$p_{ws} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ \ln \left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t} \right) + \gamma(u) \right\} \quad (III.4)$$

Aún así, para el rango de valores de Δt que normalmente son medidos, en la gráfica de p_{ws} contra $\ln((t+\Delta t)/\Delta t)$, se obtiene una línea recta cuya pendiente es $q\mu/4\pi kh$. Sin embargo, una extrapolación lineal de $\ln((t+\Delta t)/\Delta t) = 0$ indica un valor falso, p^* , para el incremento final, definido por:

$$p^* = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \gamma(u) \quad (III.5)$$

A partir de la curva de incremento se puede obtener el valor de la pendiente de la porción recta de la curva, el valor de p^* y conociendo p_i , se puede resolver la ecuación (III.5), para $\gamma(u)$ y obtener un valor de u . Si en la ecuación (III.3), Δt tiende a infinito; por balance de materia se tiene:

$$\bar{p} = p_i - \frac{qt}{\pi r_e^2 \phi h c_t}$$

$$\bar{p} = p_i - \left(\frac{q\mu}{4\pi kh} \right) \div \left(\frac{r_e^2 \phi \mu c_t}{4kt} \right) \quad (III.6)$$

donde: \bar{p} , es la presión de cierre estática final, o sea la presión total de incremento.

III.2 EFECTOS DE UNA FALLA CERCANA AL POZO³

Esta anomalía, al igual que la anterior, se presentan en una curva de incremento de presión a tiempos largos.

Para este caso, se utiliza el método de imágenes para simular los efectos de la frontera impermeable o una falla cerca del pozo.

Se considera un pozo en producción que está a una distancia "d" de una falla o barrera lineal.

De acuerdo al método de imágenes, en vez de considerar un pozo Q en producción en un yacimiento semi - infinito limitado por una barrera lineal, Fig. III.3, pueden considerarse dos pozos similares Q y Q' produciendo desde un yacimiento infinito, Fig. III.4, en donde el pozo Q' tiene un efecto equivalente al del pozo Q con respecto a la falla, o sea que Q es idéntico a Q' en el plano de la falla, y la distancia entre ambos pozos es igual a 2d.

La presión al tiempo $t + \Delta t$, es:

$$p_{ws} = \bar{p}_i + \frac{qH}{4\pi kh} \left\{ E_i \left(- \frac{r_w^2 \phi \mu c_t}{4k(t+\Delta t)} \right) - E_i \left(- \frac{r_w^2 \phi \mu c_t}{4k \Delta t} \right) + \right. \\ \left. E_i \left(- \frac{d^2 \phi \mu c_t}{k(t+\Delta t)} \right) - E_i \left(- \frac{d^2 \phi \mu c_t}{k \Delta t} \right) \right\} \quad (III.7)$$

Las dos primeras funciones E_i representan el efecto del pozo Q, y las dos últimas el del pozo Q'. Se puede sustituir la función logarítmica por la función E_i en los -

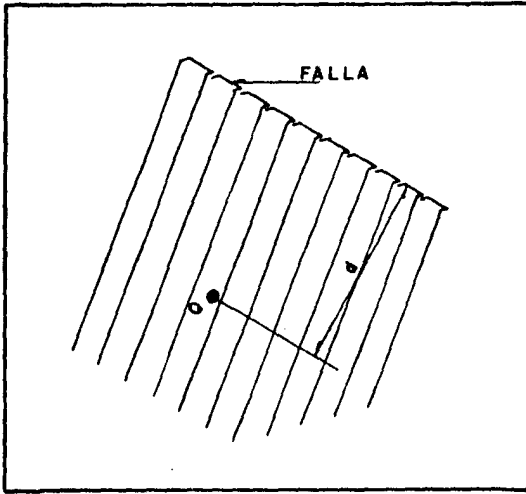


Fig. III. 3 Pozo a una distancia d , de una falla o barrera lineal.

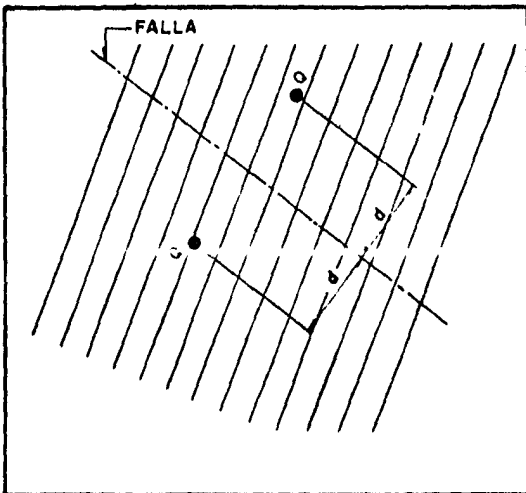


Fig. III. 4. Aplicación del método de imágenes.

dos primeros términos para dar la ecuación de incremento:

$$P_{ws} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ \ln\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right) - E_i\left(-\frac{d^2\phi\mu c_t}{k(t+\Delta t)}\right) + E_i\left(-\frac{d^2\phi\mu c_t}{k\Delta t}\right) \right\} \quad (III.8)$$

Si la distancia "d" es grande, entonces el último término se hace aproximadamente cero y la otra función E_i es constante hasta que Δt llegue a ser grande. Esto significa que la primera parte de la curva de incremento es aproximadamente:

$$P_{ws} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ \ln\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right) - E_i\left(-\frac{d^2\phi\mu c_t}{kt}\right) \right\} \quad (III.9)$$

La primera parte es una línea recta de pendiente normal $-q\mu/4\pi kh$, cuando se grafica en función del $\ln\{(t+\Delta t)/\Delta t\}$. Sin embargo, la extrapolación de esta línea, daría una presión final por debajo del valor verdadero, (p_i). A medida que Δt se hace más grande, los argumentos de ambas funciones E_i en la ecuación (III.8), llegan a ser pequeños y entonces se le puede aproximar a una función logarítmica. Por tanto, la ecuación (III.8), se transforma a:

$$P_{ws} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right) \quad (III.10)$$

La última parte de la curva de incremento es una línea recta de pendiente $q\mu/2\pi kh$ (2 veces el valor normal), cuando se grafica en función de $\ln\{(t+\Delta t)/\Delta t\}$; esta parte de la curva puede ser extrapolada correctamente a $p_{ws} = p_i$ al valor de $\ln\{(t+\Delta t)/\Delta t\} = 0$.

Claramente existe un rango de valores de transición de $\ln\{(t+\Delta t)/\Delta t\}$ en donde la línea obtenida de la ecuación (III.9), se confunde con la línea de la ecuación (III.10). Es también teóricamente posible determinar la cantidad $-d^2\phi\mu c_t/k$, ajustando la curva de incremento a la ecuación exacta (III.8) y así, determinar la distancia de una falla desde un pozo, aunque no se podrá determinar su orientación.

En la Fig. III.5 se muestra una gráfica de la ecuación - (III.8), que es la curva de incremento de un yacimiento con una falla o barrera lineal.

III.3 PERIODO DE FLUJO PSEUDOESTACIONARIO. METODO DE MUSKAT.

Se desarrolló una teoría de interpretación para tiempos largos, suponiendo que el pozo produce un líquido ligeramente compresible de un yacimiento de frontera cilíndrica. Suponemos que el pozo penetra la formación de producción completamente, y la formación es considerada homogénea e isotrópica. Bajo estas suposiciones y desechando los efectos de gravedad. La ecuación (II.4), describe el comportamiento de la presión dentro del yacimiento. Sin embargo en este caso suponemos que no hay flujo a través del radio de drenaje del pozo. En este caso la presión declina en el pozo debido a un gasto volumétrico constante de producción, q , está dado por:

$$\bar{p} - p_{ws} = \frac{141.2qB\mu}{kh} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-a_n \Delta t D_e}}{b_n} \quad (III.11)$$

donde:

$$\Delta t D_e = \frac{0.0002637 k \Delta t}{\phi \mu c_t r_e^2} \quad (III.12)$$

a_n y b_n son raíces de la función Bessel. Cuando Δt es grande, estos valores son muy grandes.

$$a_1 < a_2 < a_3 \dots \dots \dots < a_n$$

$$b_1 < b_2 < b_3 \dots \dots \dots < b_n$$

y la sumatoria de la ecuación (III.11), se hace cero, -- por lo cual sólo será válida esta ecuación para los valores de $a_1 = 14.68$ y $b_1 = 1.19$ y por lo tanto queda:

$$\bar{p} - p_{ws} = \frac{141.2 qB\mu e^{-a_1 \Delta t D_e}}{kh b_1} \quad (III.13)$$

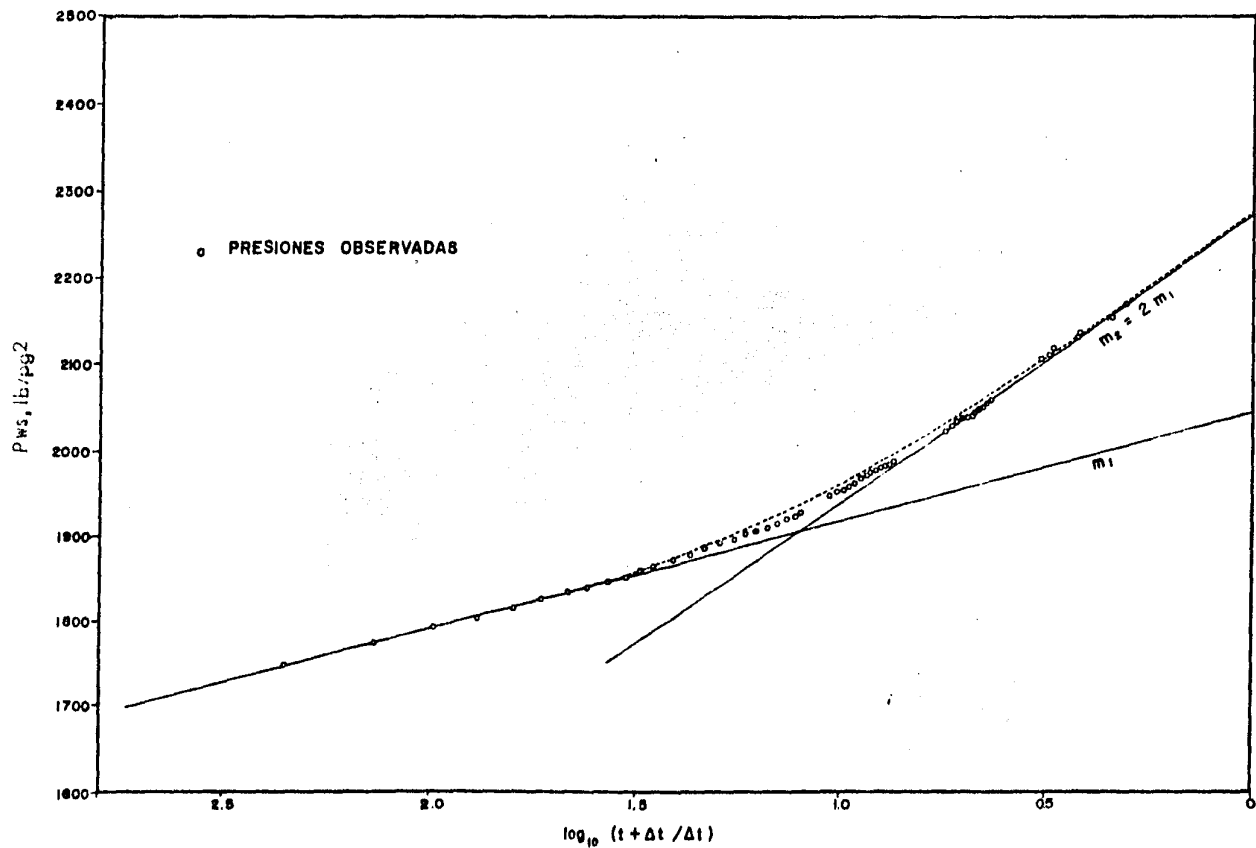


Fig. III 5 Curva de incremento de presión en un pozo afectado por una falla o barrera lineal.

Para los sistemas usuales involucrados en el análisis -- de pozos y para valores posteriores de tiempo de cierre, el comportamiento durante la última porción del incremento de presión, la presión en el pozo está relacionada con el tiempo de incremento. Sustituyendo valores y reacomodando términos, la ecuación (III.13), queda:

$$\log(\bar{p}-p_{ws}) = \log(118.6 \frac{qB\mu}{kh}) - 0.00168 \frac{k\Delta t}{\phi c_t \mu r_e^2} \quad (III.14)$$

Una suposición importante que se hace en la derivación -- de la ecuación anterior es que el pozo produce en un estado semiestacionario previo al cierre.

En la Fig. III.6 vemos que la última parte del incremento de presión, la gráfica de $\log(\bar{p}-p_{ws})$ contra Δt muestra una línea recta de pendiente; $\beta = 0.00168 \text{ k}/\phi c_t \mu r_e^2$ y la -- intercepción con el eje vertical; $b = 118.6 \text{ qB}\mu/\text{kh}$.

La porción de la línea recta de la gráfica antes mencionada ocurre después de que los efectos de frontera de dren empiezan a ser sentidos en el pozo.

A partir de la intercepción de la gráfica de la $\log(\bar{p}-p_{ws})$ contra Δt , la capacidad de flujo, kh , puede ser calculado por:

$$kh = \frac{118.6 \text{ qB}\mu}{b} \quad (III.15)$$

Para determinar el factor de daño, s , se tienen 2 fórmulas. Si se tiene la estimación de la relación r_e/r_w , y combinando la siguiente ecuación:

$$p_{wf} = \bar{p} - \frac{q\mu}{2\pi kh} (\ln r_{eD} - \frac{3}{4} + s) \quad (III.16)$$

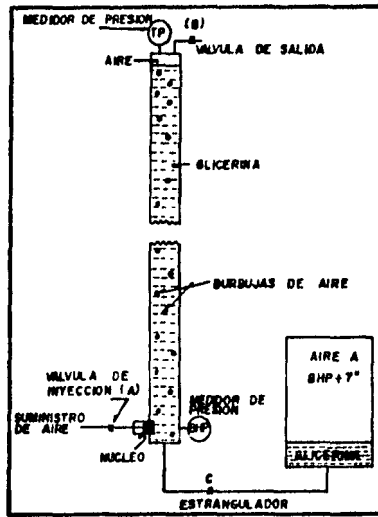


Fig. V. 3 Un experimento dinámico de redistribución de fases.

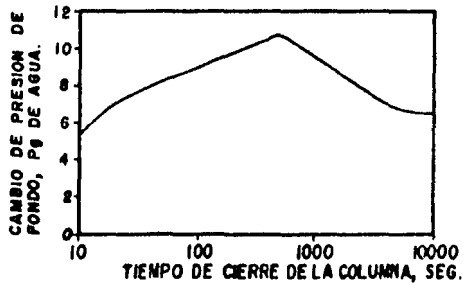


Fig. V. 4. Una "joroba" experimental causada por liberación de burbujas.

con la ecuación (III.15), da:

$$s = 0.84 \left\{ \frac{\bar{p} - p_w(t)}{b} \right\} - \ln \frac{r_e}{r_w} + \frac{3}{4} \quad (\text{III.17})$$

donde $p_w(t)$ es la presión de fondo fluyendo en el pozo - al tiempo de cierre. Si no se conoce r_e/r_w sabemos que:

$$r_e^2 = 0.00168 \frac{k}{\phi c_t \mu} \left(\frac{1}{\beta} \right) \quad (\text{III.18})$$

Sustituyendo la ecuación (III.18), en la (III.17), queda:

$$s = 0.84 \left\{ \frac{\bar{p} - p_w(t)}{b} \right\} - 1.151 \log \left\{ \frac{0.00168 k}{\phi c_t \mu r_w^2} \left(\frac{1}{\beta} \right) \right\} + 0.75 \quad (\text{III.19})$$

La caída de presión a través del daño está dada por:

$$\Delta p_s = \frac{bs}{0.84} \quad (\text{III.20})$$

El volumen de poros contribuyente, se obtiene a partir - de la relación:

$$\beta = 0.00168 \frac{k}{\phi c_t \mu r_e^2} \quad (\text{III.21})$$

y sabiendo que el $V_p = \pi r_e^2 h \phi$, acomodando términos obtenemos la siguiente fórmula para el volumen de poros contribuyente en barriles.

$$V_p = 0.1115 \frac{qB}{bc_t \beta} \quad (\text{III.22})$$

Frecuentemente en este tipo de análisis el valor de \bar{p} es desconocido. Por lo tanto tendrá que usarse una determinación por ensayo y error presentada por Larson!⁵

CAPITULO IV

ANOMALIAS PRESENTADAS A TIEMPOS CORTOS

Este tipo de anomalías se presentan al inicio de la curva de incremento de presión, antes de alcanzar la línea recta convencional, o sea que las presiones registradas son afectadas por el efecto de almacenamiento, que significa que no obstante que el pozo se haya cerrado en la superficie, sigue existiendo flujo dentro de la tubería

de producción y en el espacio anular en caso de que no hubiera empacador, lo cual no es tomado en consideración en las ecuaciones que gobiernan el comportamiento del ya cimiento. Por otra parte, el daño que sufre la formación en la vecindad del agujero también se refleja en la presión que se está midiendo en la superficie; y desde luego, ambos efectos provocan una distorsión en la parte -- inicial de la gráfica Pws contra $\log \{(t+\Delta t)/\Delta t\}$ y los puntos solamente se podrán alinear en una recta, una vez que estos efectos hayan dejado de actuar.

La estimulación de pozos, tales como el proceso de fracturamiento o acidificación y penetración parcial, también tienen efectos en los datos de incremento de presión a tiempos cortos.

IV.1 EFECTO DE DAÑO.

El efecto de daño del agujero muestra una distorsión en la curva de incremento de presión a un tiempo de cierre corto como se muestra en la Fig. IV.1. Este efecto causa una caída adicional de presión justamente en el agujero como se ilustra en la Fig. IV.2^(Hurst⁸). Por lo cual a esta caída adicional se le ha llamado un efecto de daño, ya que poco después del cierre la presión en el pozo se eleva una cantidad ΔP_s . Así, la magnitud del efecto de daño, será evidente a partir de la diferencia entre la presión de flujo y la presión poco después del cierre. Cualitativamente, el efecto de daño, s , tal como lo definió Van Everdingen⁹ puede, calcularse a partir de:

$$s = 1.151 \left\{ \frac{P_i H r - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \quad (VI.1)$$

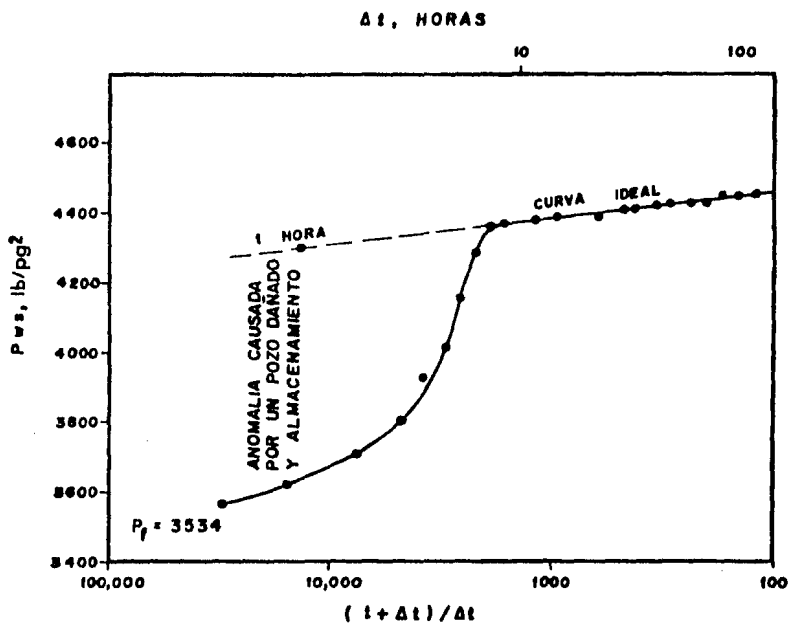


Fig. IV. 1 Curva de incremento de presión que muestra efecto de daño y almacenamiento.²

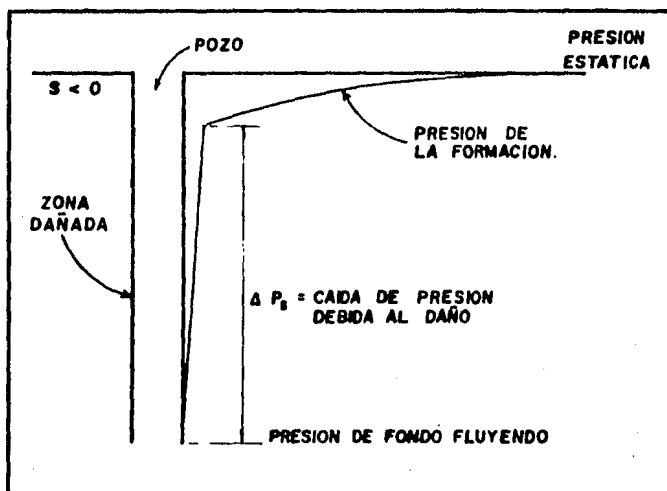


Fig. IV. 2 Distribución de presión en un yacimiento con daño.²

Y la caída de presión en la zona dañada cerca del pozo - por:

$$\Delta P_s = 0.87 \text{ ms} \quad (\text{IV.2})$$

El valor de P_{1hr} debe tomarse de la porción de la línea recta de la curva de incremento. Si esta curva no es -- recta a una hora, es necesario extrapolar la porción de la línea recta hacia atrás como se muestra en la Fig. -- IV.1. La pendiente de la línea recta, m , también se obtiene de la gráfica de Horner.

IV.2 EFECTOS DE ALMACENAMIENTO.

Los métodos convencionales de análisis de presión suponen que el volumen del pozo es despreciable, o sea consideraran que el gasto en la cabeza de un pozo es siempre -- igual al gasto de la formación hacia el pozo. En la realidad esto no ocurre, debido a la capacidad de almacenamiento de fluidos del pozo. Para el caso de una prueba de incremento de presión, el pozo se cierra en la superficie y el fluido continúa fluyendo de la formación hacia el pozo originando lo que se conoce con el nombre de "Almacenamiento". La duración del efecto de almacenamiento depende de la capacidad del pozo para aceptar -- fluidos. Una medida de esta capacidad la representa el coeficiente de almacenamiento C , la cual se define como:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (\text{IV.3})$$

Aquí podemos ver que C , representa el cambio de volumen de fluidos en el pozo debido al cambio de una unidad de presión en el fondo del pozo. Esta constante depende -- del tipo de almacenamiento que ocurre en el pozo, estos

son por:

1. Compresibilidad del fluido, en el que C , puede obtenerse por la relación.

$$C = V_w c \quad (IV.4)$$

2. Movimiento del nivel del líquido en el espacio anular en la tubería de producción.

Para este caso se tiene:

$$C = \frac{V_u Y}{\rho g} (b_1/b/pg^2) \quad (IV.5)$$

En las ecuaciones anteriores se señala que C , es una constante. -- Realmente esto no ocurre así, ya que c , que es la compresibilidad isotérmica del fluido en el pozo depende de la presión, para lo -- cual el coeficiente de almacenamiento puede variar con la presión. Tal variación solamente es importante en pozos de gas o en pozos -- con un nivel de líquido variable durante la prueba.

IV.3 ANALISIS DE DATOS A TIEMPOS CORTOS POR AJUSTE DE CURVAS TIPO.

"Datos de tiempos cortos" significa datos obtenidos antes de alcanzar una línea recta semilogarítmica. Algunos efectos que afectan estos datos de presión son el almacenamiento en el pozo, disparos, penetración parcial y estimulación de pozos, tal como un fracturamiento o una acidificación. La curva tipo log-log que a continuación se describe muestra claramente la presencia y duración de un almacenamiento en el pozo, así como la presencia de flujo lineal debido a fracturamiento. Puede usarse para obtener cuantitativamente la información normalmente obtenida a partir del análisis de incremento de presión y para identificar la línea recta apropiada en el flujo pseudoradial para un pozo fracturado.

Ramey, H. J.⁶, presentó una gráfica de presión adimensional, P_D , -- contra tiempo adimensional, t_D , para el caso de un pozo en un yacimiento infinitamente grande, produciendo a un gasto constante en la superficie y considerando efectos de daño, s , y almacenamiento, C_D , en el pozo. En la Fig. IV.3 se presenta una porción de sus resultados. Para esto se emplearon las definiciones de los grupos adimensionales.

$$t_D = \frac{0.000264 k \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (IV.6)$$

$$P_D = \frac{kh (P_i - P_{wf})}{141.2 q\mu} \quad (IV.7)$$

$$C_D = \frac{C}{2\pi h\phi c_t r_w^2} \quad (IV.8)$$

$$C = \frac{qB \Delta t}{24 \Delta p} \quad (IV.9)$$

$$s = \frac{kh (\Delta p) s}{141.2 q\mu B} \quad (IV.10)$$

El efecto de almacenamiento del pozo se manifiesta como una línea - recta de pendiente unitaria, Fig. IV.3, en periodos que siguen inmediatamente al principio del cierre del pozo.

Los efectos de almacenamiento son despreciables cuando⁷

$$t_D > (60 + 3.5 s) t_D$$

y los datos de presión tomados en el intervalo en que dominan los - efectos de almacenamiento no se pueden usar para estimar las propiedades de la formación.

La Fig. IV.3 se puede utilizar para determinar cuándo los efectos -

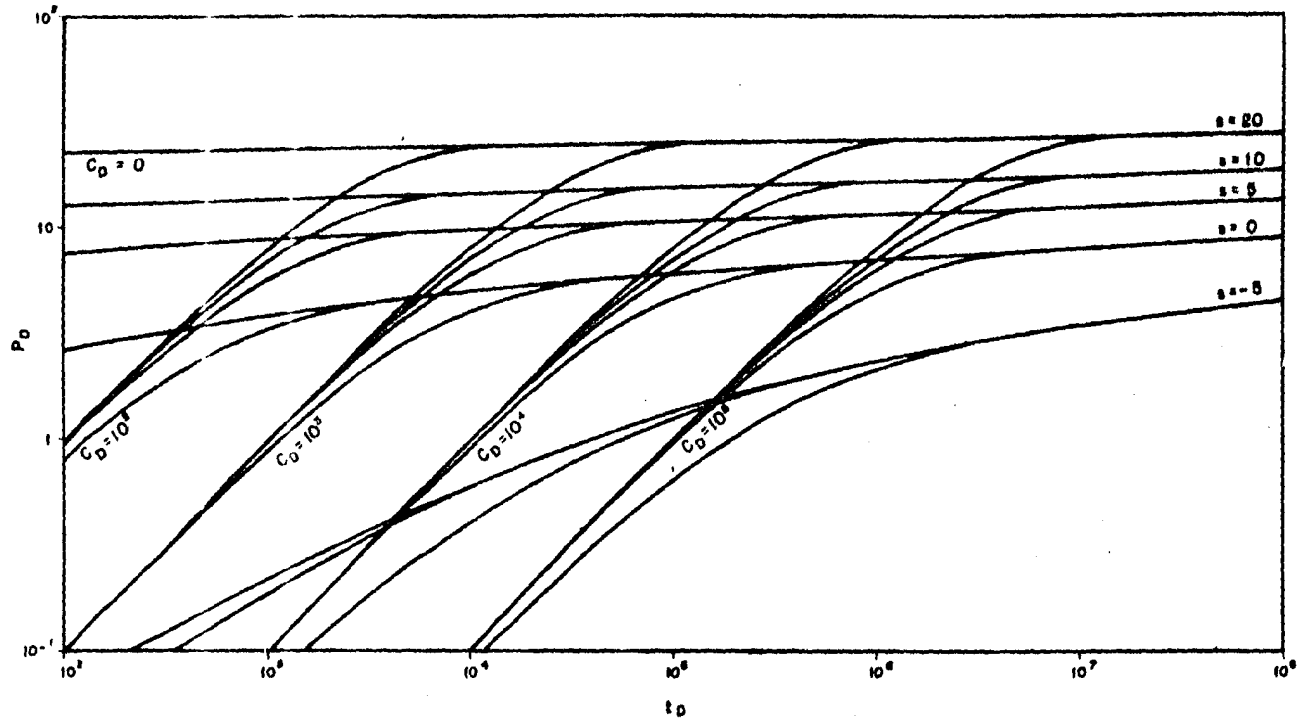


Fig. IV. 3 Curva tipo para sistema infinito radial con efectos de daño y almacenamiento.⁶

de almacenamiento son despreciables. Esto se logra mediante el método de ajuste de curvas. Este ajuste se lleva a cabo de la siguiente manera:

1. Seleccionar la curva tipo adecuada al sistema bajo consideración.
2. Colocar un papel transparente (Fig. IV.4), sobre la curva tipo y trazar las líneas principales en la dirección vertical y en la horizontal.
3. Rotule los distintos ejes dibujados de acuerdo a los valores de Δt y Δp de los datos de la prueba ($\Delta p = P_i - P_{wf}$).
4. Grafique los datos de presión en el papel transparente usando como referencia la escala de la curva tipo.
5. Deslice el papel con los datos horizontal y verticalmente hasta obtener un buen ajuste con alguna de las curvas de la gráfica.
Durante este proceso los ejes verticales y horizontales de los datos y de la curva tipo, deben mantenerse paralelos.
6. Escoja un punto de ajuste para p_D , Δp , t_D y Δt que representen los ejes de la curva tipo.

$$\left(\frac{t_D}{\Delta t} \right)_M ; \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_M$$

Una vez hecho el ajuste, con las ecuaciones (IV.6) y (IV.7), se puede obtener la capacidad de flujo kh , y la difusividad hidráulica $k/\phi\mu c_t$. El factor de daño puede leerse directamente del ajuste con las curvas tipo.

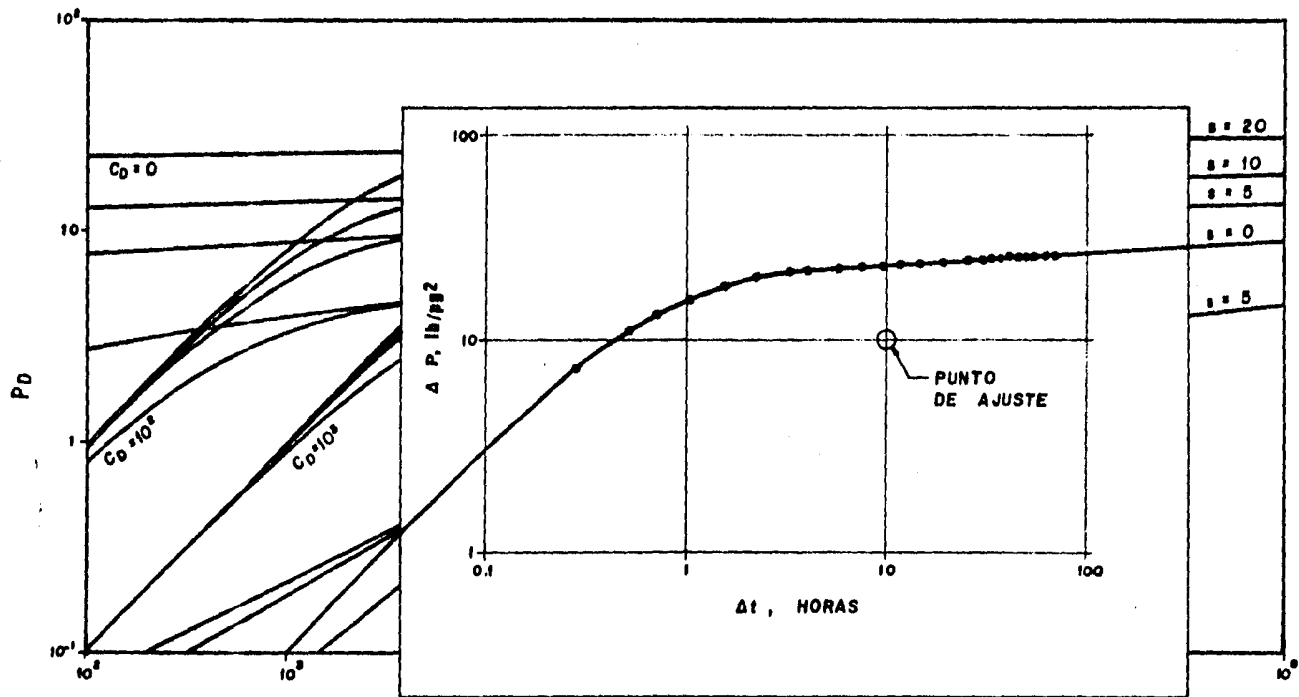


Fig. IV. 4 Aplicación del método de ajuste a curvas tipo.

La razón básica para la técnica de ajuste con curvas tipo puede verse si se toma el logaritmo de las ecuaciones -- (IV.6) y (IV.7):

$$\log t_D = \log\left(\frac{0.000264 k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + \log \Delta t \quad (IV.11)$$

$$\log p_D = \log\left(\frac{kh}{141.2 q_{\mu B}}\right) + \log (p_i - p_{wf}) \quad (IV.12)$$

Así, la única diferencia entre una gráfica log-log de -- presiones y tiempos adimensionales y una gráfica real de Δp y Δt es una traslación de ambas coordenadas por constantes apropiadas. El ajuste con curvas tipo permite la determinación de las constantes o sea el primer grupo de paréntesis en el lado derecho de las ecuaciones (IV.10) - y (IV.11).

El objetivo principal de este análisis consiste en definir si existen los efectos de almacenamiento, después -- del inicio de la prueba, y que no podía saberse nada con respecto a la formación, como la capacidad de flujo, difusividad o efecto de daño, durante el período de almacenamiento tal como se indica por una pendiente igual a -- la unidad en la curva tipo log-log.

Además, la curva tipo muestra claramente si el almacenamiento está o no controlando el comportamiento del pozo, y así impone un límite inferior de tiempo sobre la utilidad de datos de pruebas del pozo para propósitos normales.

Otro resultado importante es el conocimiento de que la --

naturaleza física del daño puede afectar la interpretación de los datos a tiempos cortos para aquellos tiempos después de un control completo del almacenamiento. O sea, la profundidad del daño de la formación puede -- cambiar la forma del período de transición desde la línea de pendiente unitaria al principio de la línea recta usual.

IV.4 POZOS ESTIMULADOS.

En el caso de un pozo estimulado, es decir con un factor de daño menor que cero, puede tener un efecto en la curva tipo. Si este efecto es causado por acidificación a presiones de inyección muy bajas para causar un fracturamiento, es razonable postular una región anular de alta permeabilidad cerca del pozo. Si la formación es caliza, puede resultar tanto este efecto como un aumento en el radio del pozo.

Por otro lado, la fractura hidráulica puede resultar en una fractura de alta conductividad de cualquier orientación natural que se extienda desde el pozo.

Para el caso de permeabilidad mejorada cerca del pozo - existen curvas tipo similares a la Fig. IV.1 pero que incluyen efecto de daño negativo que son satisfactorias para la interpretación de pruebas. Se han presentado tales curvas, pero éstas no han sido válidas para pozos hidráulicamente fracturados. Es bien sabido que el flujo desde un plano de fractura que intersecta un pozo, debe ser inicialmente similar al flujo en un sistema lineal. Bajo condiciones extremas puede existir un período inicial de control de almacenamiento seguido de un pe

riodo de flujo lineal. Ya que el flujo lineal da como resultado que la presión sea una función de \sqrt{r} , el resultado es una curva tipo que consta de una línea inicial de pendiente unitaria, seguida de otra línea recta de pendiente 0.5. Esta resultará, no importando la orientación de la fractura.

En la Fig. IV.5, se muestra una curva tipo para pozos verticalmente fracturados¹¹, donde el efecto de flujo lineal da como resultado líneas rectas de pendiente 0.5, que representa el flujo lineal de los fluidos de las fracturas hacia el pozo.

La curva tipo de la Fig. IV.5 contiene el parámetro L_D , o L/r_w , la relación de la distancia desde el centro del pozo hasta un extremo de la fractura del radio del pozo. En la Fig. IV.5 se observa que hay otro período lineal, después de la pendiente de 0.5, la pendiente de este período lineal depende del valor de L/r_w , por lo cual puede calcularse la longitud de la fractura por medio del ajuste con curvas tipo. Los datos de campo indican fracciones de L/r_w más pequeñas que los que están en la Fig. IV.5, y los datos de la curva tipo no son fácilmente disponibles. Aún sin curvas tipo apropiadas una gráfica de datos de campo puede proporcionar información importante. Para valores más pequeños de L/r_w (menores de 100), la presión adimensional al principio del flujo pseudoradial es aproximadamente el doble que al final del período de flujo lineal. Con este dato se puede saber el principio de una línea recta propia para la gráfica de un incremento normal cuando el período de flujo lineal es evidente en una curva tipo log-log.

Si la fracción L/r_w es mayor que 100, el período de - -

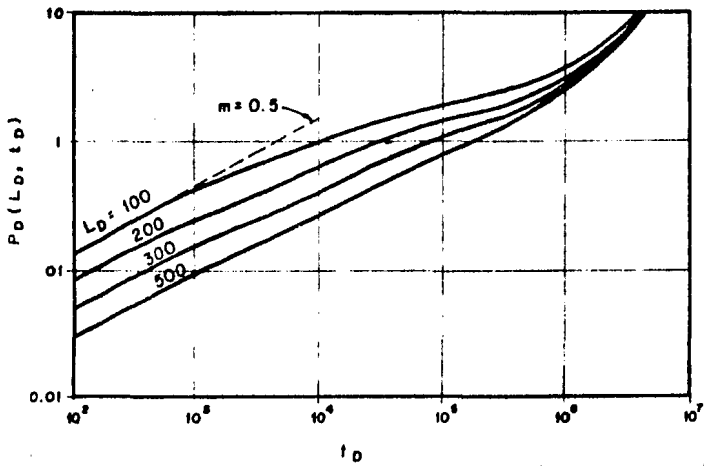


Fig. IV. 5 Curva tipo para pozos verticalmente fracturados.!!

transición será más largo, y una línea recta puede ocultarse por efectos de frontera.

Para pozos fracturados, el efecto de almacenamiento no es muy claro, ya que la presión del pozo cambia muy lentamente.

IV.5 EFECTO DE LA PENETRACION PARCIAL.

Nisler¹² y Brons-Marting¹³ han estudiado el comportamiento de la presión en pozos de penetración parcial, es decir pozos en los que el espesor del intervalo productor es muy pequeño en relación con el espesor neto de la formación.

El factor más importante es la relación de la permeabilidad vertical a la horizontal. Si la permeabilidad vertical es muy pequeña debido a la presencia de pequeñas intercalaciones de lutita o capas comprimidas, entonces el pozo se comporta como si el espesor de la formación fuera igual al de la terminación. Por otro lado, si la permeabilidad vertical es alta, el efecto de la penetración parcial consiste en introducir una caída adicional de presión cerca del pozo. Cuando se utilizan los métodos de análisis de incremento de presión, esta caída adicional de presión muestra un efecto de daño aparente en el pozo. La curva de incremento de presión tendrá la misma tendencia a la mostrada en la Fig. IV.1.

En el estudio de Brons y Marting¹³, las curvas están dadas a partir de donde es posible estimar la cantidad de caída adicional de presión causada por la penetración total a la formación.

La apertura de pocos agujeros en la tubería de revestimiento también puede causar un efecto de daño, esto se debe a que el flujo tiende a converger a medida que -- atravieza las perforaciones, esta convergencia causa -- una caída adicional de presión que puede interpretarse como un efecto de daño. Los disparos no sólo perforan la tubería de revestimiento sino también una longitud -- de la formación. De manera que el flujo no converge directamente a las perforaciones sino a la longitud penetrada de la formación, si éstas permanecen abiertas, el daño será menor que lo que se calcularía a partir del -- efecto de contracción geométrica.

Por supuesto, si las perforaciones se encuentran par -- cialmente obturadas, el efecto de daño será mayor que -- el calculado por el efecto de contracción.

CAPITULO V

OTRAS ANOMALIAS

Las anomalías que se analizan en este Capítulo, son causadas por el movimiento de los fluidos dentro del pozo.

El movimiento de los fluidos dentro del pozo después del cierre, ocurre como resultado del almacenamiento, fallas del empacador, fugas en la TR o TP y segregación de la fase de gas cuando están presentes el gas y el líquido -

en el pozo. Cada uno de estos movimientos pueden afectar el incremento de presión, haciendo algunas veces imposible el uso de los datos para calcular la permeabilidad y la presión estática del yacimiento.

V.1 ANOMALIAS QUE RESULTAN DE LA SEGREGACION DE LAS FASES²⁰

Estas anomalías son llamadas de tipo "joroba", ya que la presión se levanta a un máximo y luego declina hasta alcanzar la presión estática del yacimiento, y se presenta en una curva de incremento al final o poco después de la parte típica llamada "cuello de cisne" como se muestra en la Fig. V.1.

Una explicación física de muchas de las "jorobas" puede ser dada en términos de una redistribución de las fases dentro del pozo, que incluye liberación de la fase gaseosa a partir del aceite, disminuyendo así el flujo de aceite.

Antes de estudiar una aplicación de este fenómeno a un pozo, se discuten el efecto teórico de la redistribución de fases, con experimentos estáticos y dinámicos.

a). Teoría Estática.

Para dar una explicación de esta teoría, supóngase un pistón sin fricción en un cilindro que separa la fase líquida arriba y la gaseosa abajo. Se supone que el gas no tiene peso, el líquido es incompresible, y que la presión en la cima es A . El gas confinado abajo del pistón está a la presión A , más la presión debida a la carga -- del líquido, P , Fig. V.2(a). Cuando es invertido, de --

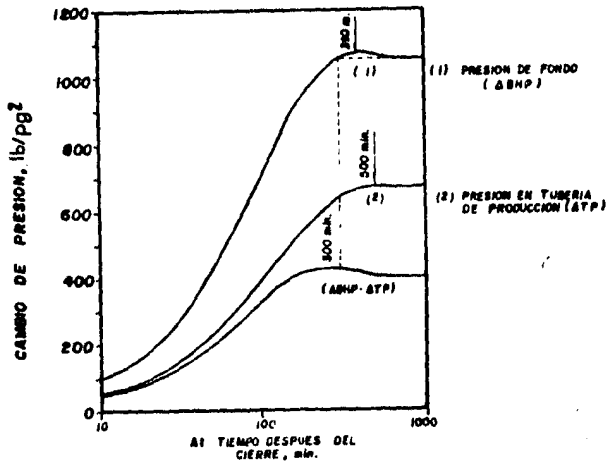


Fig. V.1 Incremento de presión con efecto de segregación de fases.

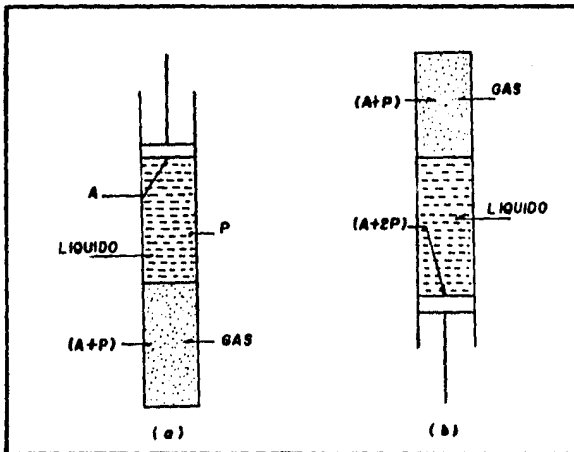


Fig. V. 2 Teoría Estática de redistribución de fases.

tal manera que la fase gaseosa está en la cima, resultan las siguientes presiones:

1. Como el líquido es incompresible, el pistón no se mueve y el gas ocupa el mismo volumen; por tanto, el gas permanece a la misma presión inicial, $(A+P)$, Fig. V.2(b).
2. La presión en el fondo es ahora la presión ejercida por el gas en la cima del pistón $(A+P)$, más la carga del fluido P , resultando la presión total $(A+2P)$.

Por tanto, cambiando la posición relativa de las fases en la columna, las presiones absolutas en la cima y en el fondo también cambian. Sin embargo, la diferencia en tre la presión de la cima y del fondo permanece constante, e igual al peso de los fluidos entre los dos puntos, dividido por el área de la sección transversal.

b). Experimentos Dinámicos.

Después del experimento de fases estáticas, se realiza un segundo experimento con el comportamiento del pozo simulado más estrechamente, utilizando el equipo mostrado en la Fig. V.3.

La columna se llena casi totalmente con glicerina, manteniendo abierta la válvula B, y la válvula C cerrada, se inyecta aire a través del núcleo en la base de la columna. Cuando las burbujas de aire son suficientemente dispersadas a través de la columna, el suministro de aire - (válvula A), y la salida en la cima de la columna (válvula B), fueron cerradas simultáneamente.

El incremento de presión total entre la cima y el fondo es de aproximadamente 13 pg. de agua, observándose simplemente la liberación de la burbuja.

Una explicación del levantamiento de presión en este caso puede darse considerando que las burbujas en el fondo son comprimidas por la carga del fluido a medida que el gas es comprimido bajo el pistón. La liberación subsecuente de gas a través del líquido disminuye la presión en la burbuja debida a la carga del fluido, pero ya que el gas no puede expandirse en el sistema cerrado, ejerce una presión sobre el líquido y la interfase gas-líquido. Esta presión se transmite al fondo, y cuando se agrega a la presión hidrostática, da una presión adicional asociada con la liberación de burbujas.

Se realizaron varias pruebas de este tipo en las cuales se varía la cantidad inicial de gas en la cima, de tal manera que el volumen de las burbujas es diferente en el líquido que las contiene. Por tanto, se concluye:

1. El incremento de presión debido a la liberación de la burbuja es inversamente proporcional a la misma fuerza del volumen de gas en la cima.
2. El incremento de presión es directamente proporcional al volumen total de burbujas en la columna.

Para reproducir más representativamente el efecto del incremento de presión en un pozo, puede colocarse un frasco invertido con glicerina y aire en el fondo, Fig. V.3, que es semejante al yacimiento poroso alrededor del pozo.

Se vuelve a circular aire a través del núcleo y en el --

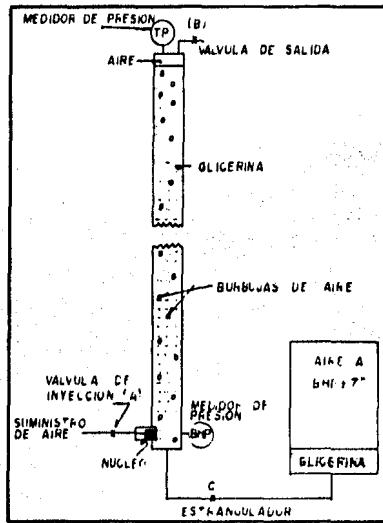


Fig. V. 3 Un experimento dinámico de redistribución de fases.

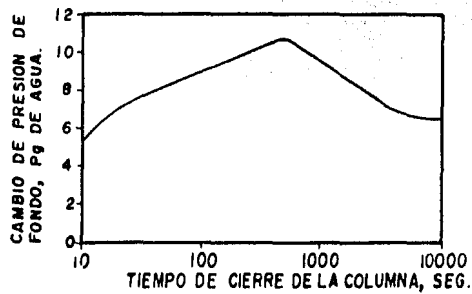


Fig. V. 4. Una "joroba" experimental causada por liberación de burbujas.

fondo de la columna. La válvula de la cima es abierta, la válvula C es ligeramente cerrada y la presión de aire en el frasco es ajustada a un valor ligeramente arriba de la presión de fondo fluyendo.

Cuando se alcanza una dispersión estacionaria de burbujas a través de la columna, el suministro de aire es cortado y la válvula de la cima cerrada. En este momento - el incremento de presión resulta de la entrada del yacimiento y de la liberación de burbujas; sin embargo, el incremento a partir de la liberación de burbujas, ligeramente después del cierre, es mucho mayor que aquella de entrada de flujo, tal que la presión de fondo fluyendo - se incrementa a un valor mayor que la presión del yacimiento. Fig.V.4. Esto ocurre debido a que el líquido en la columna es incapaz de fluir hacia atrás dentro del yacimiento tan rápidamente para evitar que la presión de fondo fuera anómala debido a la liberación de burbujas. Después del levantamiento de presión arriba de la del yacimiento el líquido en la columna empieza a regresarse dentro del yacimiento hasta que la presión de fondo declina a la presión del yacimiento.

Este modelo es una analogía de un pozo que tiene un factor de daño alto, simulado por la válvula parcialmente cerrada, y una cantidad considerable de burbujas atrapadas en el líquido del pozo durante el cierre.

1.1.1 SUPOSICIONES HECHAS EN EL COMPORTAMIENTO DEL POZO.

- a) Se desprecian los cambios de temperatura sobre las propiedades de los líquidos.

- b) Toma en cuenta el efecto del gradiente de temperatura en un pozo sobre las propiedades volumétricas de los gases.
- c) Se supone que todo el tiempo están en equilibrio el gas y el aceite.
- d) La caída de presión en la TP debida a la fricción - es despreciable.

V.1.2 CALCULOS BASICOS.

Para determinar el tiempo durante el cual puede esperarse que ocurra la redistribución de fases, se requiere -- una aproximación del límite de la velocidad hacia arriba de las burbujas. De la correlación de Peebles y Gerber²¹ fueron tomados los valores de límite de la velocidad, se encontró una velocidad mínima de 0.35 ft/seg., y una -- máxima de 0.55 ft/seg. Con los valores anteriores y la profundidad del pozo se obtiene el rango de tiempo en el que la burbuja se eleva hasta la cima.

V.1.3 COMPORTAMIENTO DE PRESION.

Para describir el comportamiento de presión, se toman -- los datos obtenidos de un pozo que se muestra en la Fig. V.1, en el cual se tiene una curva de cambio de presión de fondo, ΔBHP , (BHP después del cierre menos la BHP fluyendo) y el cambio de la presión en la tubería de producción, ΔTP , (presión de TP después del cierre menos la -- presión de fondo fluyendo en la TP). También se grafica

la diferencia entre estas dos curvas ($\Delta BHP - \Delta TP$), ésta muestra el levantamiento, alcanza un máximo y luego declina hasta un valor constante. Como anteriormente se supuso que las pérdidas por fricción son despreciables, el valor de la curva de diferencias es proporcional a la cantidad de fluido que ha entrado a la tubería después del cierre.

Cualquier aumento en la curva de diferencias indica un aumento de materia en la TP, e inversamente, una disminución indica una salida de materia en la TP. Debido a que este pozo tiene un empacador, el fluido que lleva la TP puede fluir solamente hacia la formación.

En vista de las observaciones anteriores es posible analizar el comportamiento de presión mostrado en la Fig. V.1, la diferencia de la curva se levanta después del cierre, indicando un almacenamiento normal.

Como se muestra en la Fig. V.1 a los 300 minutos, la curva de diferencias ($\Delta BHP - \Delta TP$), alcanza un máximo. Este tiempo coincide con el tiempo en el que la curva de BHP alcanza la presión estabilizada. Como se espera la dirección del flujo cambia después de que la BHP continúa levantándose aún después de que la presión en este punto excede a la presión de formación estabilizada, debido a que el levantamiento de presión causado por la liberación de gas ocurre a una velocidad mayor que la disminución de presión a la salida del flujo. Sin embargo, como no está entrando más a la TP, la velocidad de incremento de presión disminuye finalmente, debido a la liberación de burbujas y en 390 minutos se iguala la velocidad de decremento de presión debido a la salida de flujo. Este es el punto en el cual la BHP alcanza un máximo y luego

declina. Después de este tiempo la presión de la TP continúa incrementándose, lo cual se atribuye a la liberación de las burbujas de gas que entraron al último a la TP. Cuando la mayor parte del gas se ha liberado hasta la superficie (500 min.), finalmente la presión de la TP empezará a declinar debido al almacenamiento negativo continuo. Al final del incremento, la presión estabiliza en las 3 curvas.

En la Fig. V.5 se presenta un comportamiento ligeramente diferente al anterior. En este caso la redistribución de fases afecta al incremento de presión, pero no es tan grande como para causar que la presión de fondo exceda la presión del yacimiento. La curva de diferencia para este caso muestra un máximo casi al mismo tiempo que para el caso anterior, tomando en cuenta que las condiciones del tiempo de cierre, fueron similares para ambas. Sin embargo, el ligero levantamiento continuo de la presión mostrado en la Fig. V.5, tiende a encubrir la joroba, lo cual indica que la permeabilidad de la formación alrededor del pozo es baja.

Comparando el comportamiento de los dos casos anteriores, se puede decir que probablemente hay una permeabilidad óptima para el desarrollo de la joroba; las formaciones de baja permeabilidad aún estarán incrementando el tiempo de separación de la mayor parte del gas de tal manera que la joroba puede ser enmascarada parcialmente. En formaciones de alta permeabilidad y sin efecto de daño, puede existir un equilibrio entre el pozo y la formación, por lo cual no existirá joroba. Las condiciones óptimas parecen encontrarse en formaciones de permeabilidad moderada y donde el efecto de daño sea considerable.

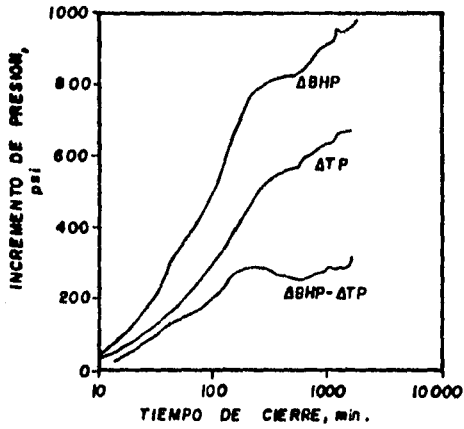


Fig. Y. 5 Incremento de presión en formaciones de baja permeabilidad.

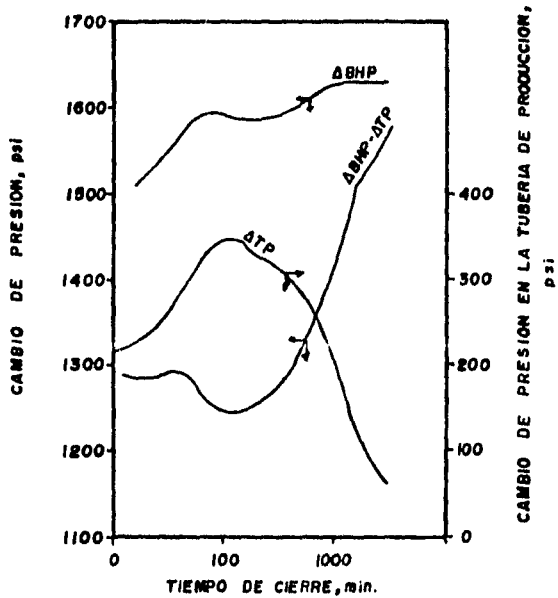


Fig. Y. 6 Incremento de presión en pozos con fugas en tuberías o empaques.
psi=lb/pg²

V.2 ANOMALIAS QUE RESULTAN POR FUGAS EN LA TUBERIA DE PRODUCCION O EN EMPACADORES.²⁰

Las anomalías que presenta la curva de incremento cuando hay una fuga en la tubería de producción se presenta a - tiempos cortos, la presión en la tubería de producción - alcanza un máximo a un determinado tiempo. En este tiem - po la presión de fondo excede a la presión del yacimiento; de tal manera que alcanza un máximo y se joroba aún cuando no se haya alcanzado la presión promedio del yaci - miento en el pozo Fig. V.6. En seguida de la disminución temporal el incremento continúa hacia la presión del ya - cimiento estabilizada con la complicación de una pequeña fuga en la cabeza de la tubería de producción que provo - ca que esta presión disminuya. Para equilibrar esta dis - minución en las presiones de la tubería de producción, - la curva de diferencia aumenta, es decir, el pozo se lle - na con líquido. Debido a que la velocidad de este alma - cenamiento afecta a la presión de fondo, es evidente que una porción de línea recta no se alcanza durante este in - cremento.

Las anomalías causadas por fugas en empacadores, se ex - plican por medio de 3 curvas de incremento en dos pozos, los cuales fueron terminados en dos zonas de diferente - presión y separadas por un empacador en la tubería de re - vestimiento. La tubería de producción contenía un niple que permitió seleccionar la producción en una zona. En el primer pozo, la producción inicial se obtuvo a partir de la zona inferior y se usó un estrangulador para sellar la zona superior. Después de algunos meses se decidió - cambiar un patrón de drene recomendado. Antes de este - cambio se realizó una prueba de incremento en la zona in - ferior. Los resultados se muestran en la Fig. V.7. - -

Cuando la presión diferencial entre las zonas llega a -- ser pequeña, es que falla el empacador en el estrangulador. Como la zona superior ya ha incrementado la presión en el espacio anular, habrá un levantamiento rápido en la presión.

Después de que el estrangulador fue colocado, se corrió una herramienta de separación para la nueva terminación en una nueva zona superior. Una prueba de incremento de presión tomada algunos meses más tarde dió resultados -- muy similares a los mostrados en la Fig. V.7. Cuando la presión diferencial entre las zonas llegó a ser pequeña falló el empacador, lo cual de nuevo causó una anomalía en el incremento de presión.

Otro caso importante es aquel que presenta un alto incremento de presión en la tubería de producción y algunas otras dificultades. Como este incremento fue mucho mayor que el del fondo del agujero, parece que el gas a alta presión se fuga de la tubería de producción a la de revestimiento, lo que provoca que la tubería de producción no se llene, ya que una redistribución puede cambiar teóricamente la presión de fondo si el flujo del pozo a la formación es limitado. Un ejemplo teórico que se muestra en la Fig. V.8 se calcula para mostrar cómo una redistribución de fases debida a una fuga en la tubería de producción puede afectar la presión de fondo. Para este caso las densidades del gas y del aceite se consideran constantes y el volumen de la tubería de revestimiento se toma como 5 veces el volumen de la tubería de producción. Como se muestra en la Fig. V.8 el nivel del líquido se levanta a 500 pie en la tubería de revestimiento a medida que los niveles del líquido en las 2 tuberías se igualen ($x=500$ pies) Como el número de moles no cambia, -

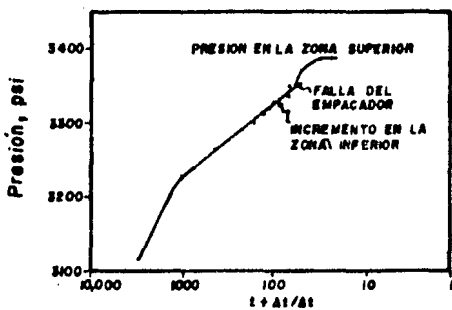


Fig. V.7 Efecto de fallas del empacador sobre el incremento de presión.

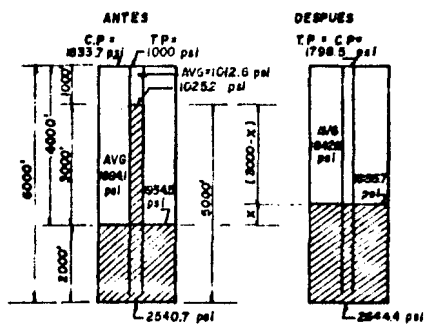


Fig. V.8 Efecto de fugas en la tubería sobre el incremento de presión
 psi = lb/pg²

la nueva presión media del gas puede calcularse de 1846.6 lb/pg² La presión de fondo final puede calcularse a partir de esto y a partir de los gradientes. De esta manera se encuentra que si no hay flujo, la presión de fondo final se aumenta a 103.7 $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ debido a la fuga. Por tanto, una fuga puede afectar seriamente a la pendiente de una curva de incremento de presión.

V.3 OTROS EFECTOS EN LAS CURVAS DE INCREMENTO DE PRESION.

V.3.1 YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

En yacimientos estratificados, la cuestión más importante es la de si hay presiones diferenciales significativas entre las capas y la comunicación de fluidos entre ellas. Si ocurre flujo cruzado entre las capas el comportamiento del yacimiento será análogo a un yacimiento de una sola capa que tenga las propiedades promedio del sistema estratificado. Si las capas del yacimiento se comunican únicamente por medio de un pozo, entonces se comportan de una manera diferente.

Lefkovists y otros¹⁴ investigaron teóricamente el desarrollo de yacimientos estratificados para el caso de ausencia de flujo cruzado. En la Fig. V.9 se muestra el sistema idealizado del yacimiento que ellos estudiaron y supusieron que cada capa es homogénea e isotrópica - pero de diferente porosidad y permeabilidad.

En la Fig. V.10 se muestra una curva teórica de incremento de presión para un yacimiento de dos capas. Igual que en el caso de un yacimiento de una sola capa, hay una sección inicial de línea recta AB. Después de la porción de línea recta, la curva de incremento se estabiliza BC. Esta estabilización corresponde a un yacimiento de una sola capa, cuya presión casi ha alcanzado su valor promedio. Sin embargo; en un yacimiento estratificado o de doble capa, la presión se eleva nuevamente CD. Y finalmente estabiliza a la presión promedio - DE. La elevación en la porción CD se debe a un repressionamiento de la capa más permeable con mayor caída de presión por una capa menos permeable y con menor caída de presión.

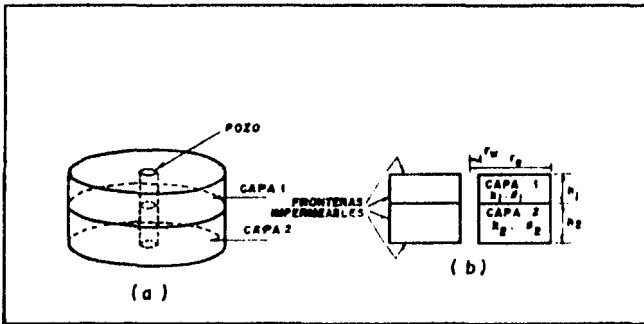


Fig. Y. 9 (a) Vista tridimensional del yacimiento, y (b) Sección transversal del yacimiento.¹⁴

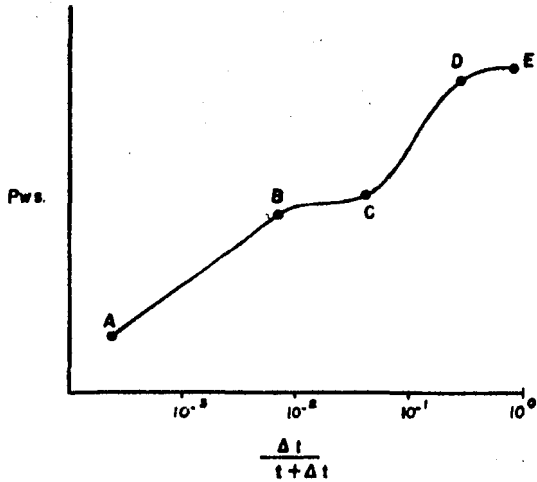


Fig. Y. 10 Curva teórica de incremento de presión para yacimientos de doble capa.¹⁴

La sección BC puede tener una pendiente sólo un poco menor que la de la sección AB, y así las dos secciones -- pueden no ser distinguible en algunas situaciones prácticas como las mostradas en la Fig. V.11, notando que -- se puede trazar una sola línea recta a través de las -- secciones primarias en un caso práctico.

Al igual que en casos anteriores, la pendiente de la -- sección de línea recta se usa para calcular la capaci-- dad de flujo, kh, de la manera habitual.

Para este tipo de yacimientos no se puede hacer una ex-- trapolación convencional para obtener el valor de p*. Por lo cual para obtener el valor de la presión prome-- dio se usa el método de ensayo y error de la gráfica de log $(\bar{p}-p_w)$ contra Δt . (ver referencia 15).

En el caso en que no se presentan barrera al flujo ver-- tical de fluidos entre las capas, el comportamiento de presión del pozo será considerablemente diferente al an-- terior. Russell y Prats⁶ realizaron estudios de yaci-- mientos de capas intercomunicadas. En la Fig. V.12 se presenta una sección transversal esquemática de tal com-- portamiento. Para un gasto de producción constante el comportamiento de la presión de fondo fluyendo de un -- sistema donde existe flujo cruzado entre dos capas puede representarse casi exactamente por un sistema ho-- mogéneo equivalente de dimensiones radiales idénticas, -- en donde $(kh)_t$ y $(\phi h)_t$ se sustituyen por kh y ϕh respec-- tivamente en las fórmulas del caso homogéneo. Así el -- comportamiento transitorio de la presión de fondo en un yacimiento con flujo cruzado está dado por:

$$P_{wf} = p_i - \frac{162.6 \text{ qB}}{(kh)_t} \left\{ \log \frac{(kh)_t t}{(\phi h)_t \mu c_t r_w^2} - 3.23 \right\} \quad (V.11)$$

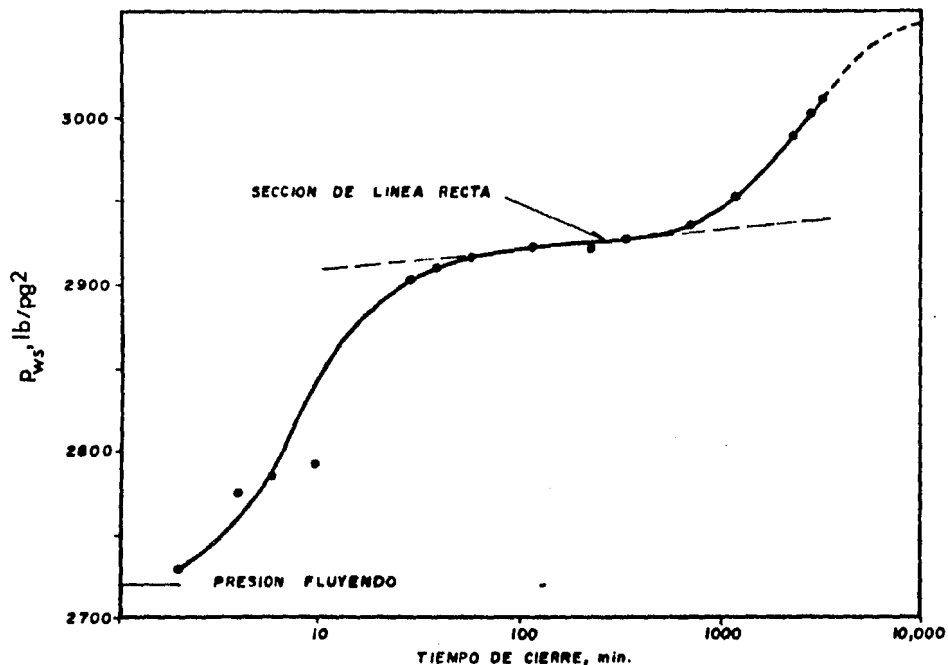


Fig. V. 11 Incremento de presión de un yacimiento estratificado²²

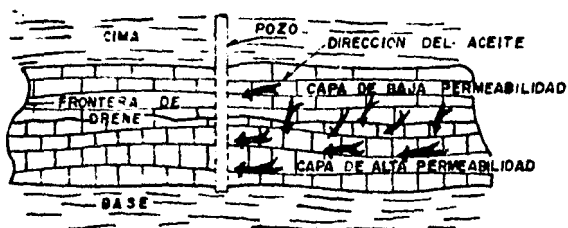


Fig. V. 12 Esquema, de la sección transversal de la porción de yacimiento estratificado con flujo cruzado entre capas.¹⁰

Para tiempos largos (estado semiestacionario), el comportamiento de la presión está descrito por:

$$p_{wf} = p_i - \frac{141.2 \text{ qB}}{(kh)_t} \left\{ \frac{0.000528(kh)_t t}{(\phi h)_t \mu c_t r_e^2} + \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 \right\} \quad (V.2)$$

El tiempo en el cual empieza el estado semiestacionario en días es:

$$t \approx \frac{47.35 (\phi h)_t \mu c_t r_e^2}{(kh)_t} \quad (V.3)$$

Para flujo en estado semiestacionario, la pendiente de la gráfica de presión de fondo fluyendo contra tiempo - es constante y está dado por:

$$m_1 = \frac{0.0746 \text{ qB}}{r_e^2 c_t (\phi h)_t} \quad (V.4)$$

De estas expresiones es claro que las así llamadas pruebas de límite de yacimiento con flujo cruzado da un valor preciso del volumen de poros total.

La Fig. V.13 muestra una gráfica de presión de fondo - fluyendo idealizada contra tiempo para un yacimiento estratificado con flujo cruzado el cual está produciendo a gasto constante.

Al hecho de que el comportamiento del caso de gasto constante puede representarse por la teoría de yacimiento - homogéneo con propiedades equivalentes indica que el comportamiento de incremento de presión de un yacimiento - con flujo cruzado es similar al de un yacimiento homogéneo. Por lo cual se podrá calcular la capacidad de flujo, $(kh)_t$.

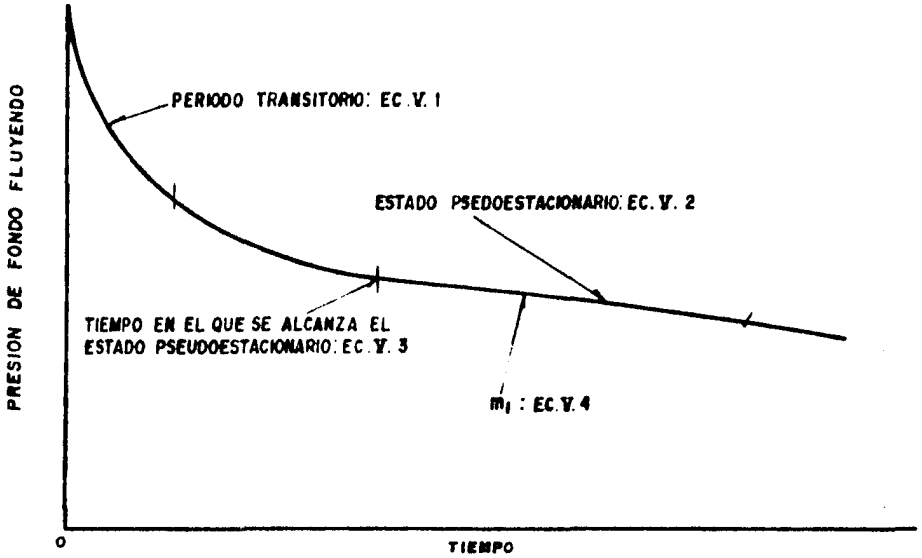


Fig. Y. 13 Comportamiento idealizado de la presión de fondo fluyendo a gasto constante en un yacimiento estratificado con flujo cruzado.¹⁵

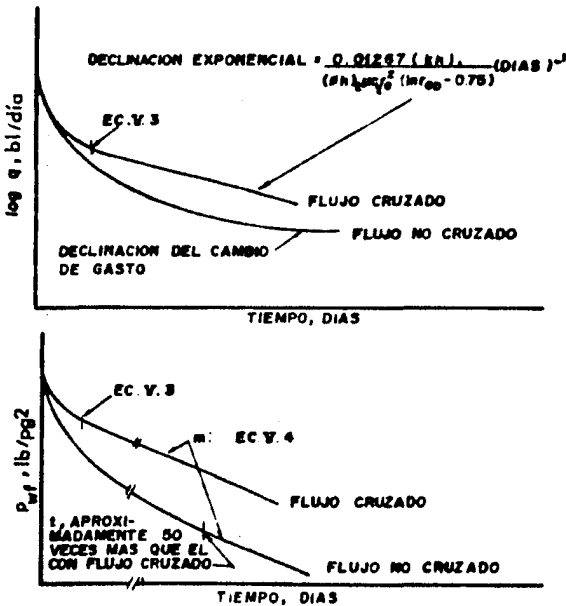


Fig. Y. 14 Comportamiento de la presión a gasto de producción constante con y sin flujo cruzado en la frontera de un yacimiento estratificado.¹⁶

De las diferencias entre el comportamiento de presión - con o sin flujo cruzado es a veces posible inferir la - presencia o ausencia de flujo cruzado. Si el pozo fluye, se puede detectar flujo cruzado de las pruebas de - decremento o incremento de presión. Para el caso de -- pruebas de decremento con el pozo fluyendo a gasto constante, la gráfica de la presión de fondo fluyendo contra tiempo debe ser lineal después de que se alcanza el estado semiestacionario. La curva de decremento en este período de flujo tendrá la misma pendiente, m_1 , ya - que ocurra o no flujo cruzado, pero el tiempo en que -- empieza la linealidad sin flujo cruzado será del orden de 50 veces el que se requiere con flujo cruzado. Calculando el tiempo esperado para la linealidad a partir - de la ecuación (V.3) y comparándolo con el tiempo observado, puede decirse si hay o no flujo cruzado. El comportamiento teórico de estos casos se presenta en la - Fig. V.14.

Las características del incremento de presión para un - yacimiento estratificado con flujo cruzado son similares a los de un yacimiento homogéneo.

Una comparación del incremento de presión en un yaci--- miento estratificado con o sin flujo cruzado se presenta en la Fig. V.15. Para flujo no cruzado tiene una -- sección inicial de línea recta, después una ligera de-- clinación y luego una elevación para, por último, estabilizarse. Por la comparación cualitativa de las curvas observadas de las Figs. V.15, V.10 y V.11, se puede, decir si hay flujo cruzado en un yacimiento estratifica do.

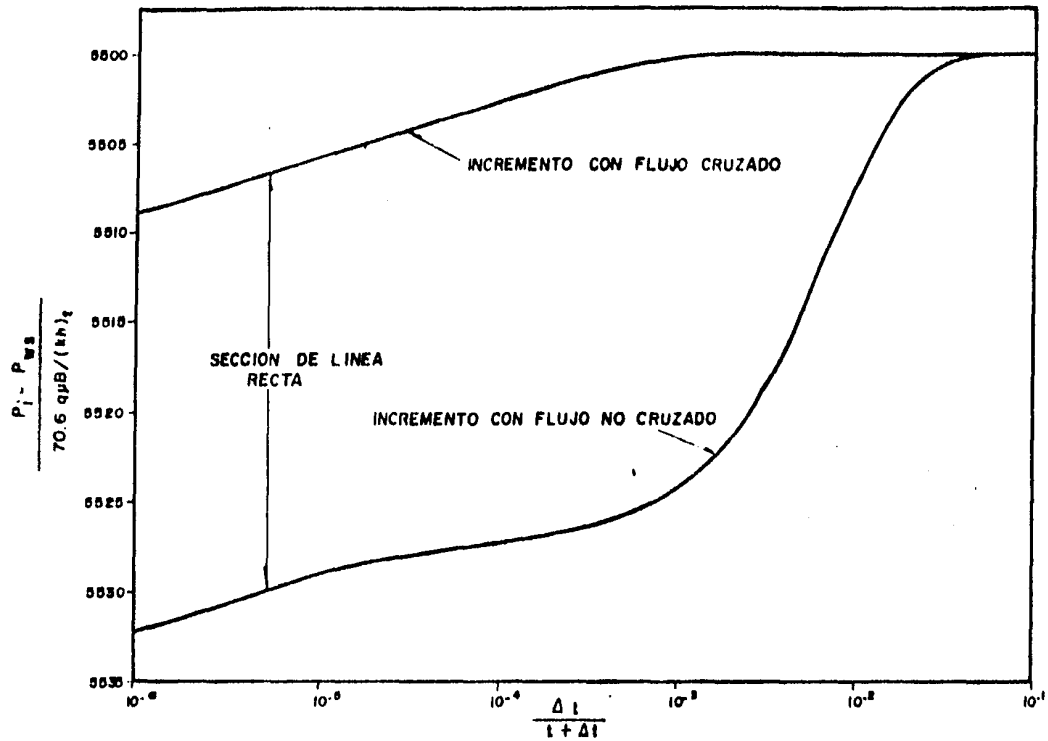


Fig V. 15 Comparación del comportamiento del incremento de presión en yacimiento estratificado con y sin flujo cruzado.¹⁰

V.3.2 YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD.

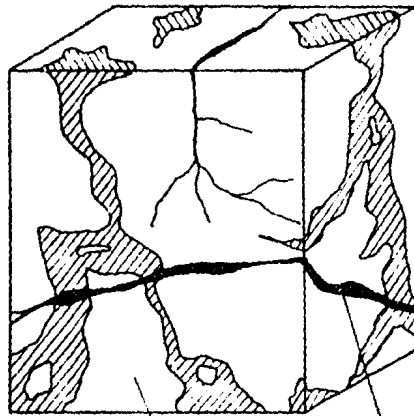
Se les ha llamado yacimientos de doble porosidad a los naturalmente fracturados, puesto que tienen porosidad primaria y secundaria, la primera corresponde a la matriz de la formación y la segunda a las fracturas. Por tanto, el medio poroso es heterogéneo.

Warren y Root¹⁷ idealizaron el modelo de un medio poroso heterogéneo que se muestra en la Fig. V.16. El sistema de porosidad primaria es homogéneo e isotrópico, y está contenido en un arreglo de paralelepípedos idénticos. El sistema de porosidad secundaria está constituido por un sistema ortogonal, continuo de fracturas. Puede ocurrir flujo entre los medios de porosidad secundaria y primaria, pero el flujo del medio poroso al pozo puede ocurrir solamente a través del sistema fracturado. También Warren y Root supusieron que ocurre un estado de flujo semiestacionario en una base local entre los sistemas primario y secundario; es decir que el flujo entre los dos sistemas en algún punto es proporcional a la diferencia de presión entre los dos sistemas de este punto.

A continuación se presentan algunos resultados a partir de la evaluación numérica de la solución matemática presentada por Warren y Root¹⁷.

Todos los resultados son para el caso de un yacimiento infinito y son descritos por dos parámetros:

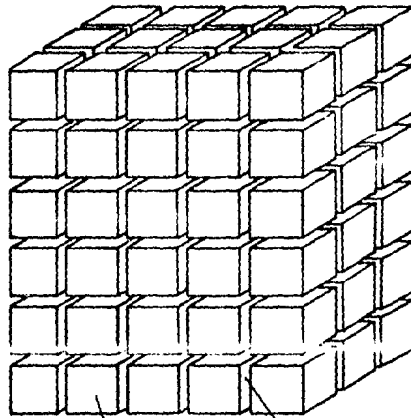
$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{\text{km}}{\text{kF}}$$



MATRIZ

FRATURA

YACIMIENTO ACTUAL



MATRIZ

FRACTURAS

YACIMIENTO MODELO

Fig. V. 16 Idealización de medio poroso heterogéneo naturalmente fracturado.¹⁷

$$w = \frac{(\phi V_{ct})_f}{(\phi V_{ct})_f + (\phi V_{ct})_m} \quad (V.6)$$

Donde λ es el parámetro de flujo interporoso, relativo a la habilidad que tiene el flujo al fluir desde la matriz hasta las fracturas; w es la relación de almacenamiento de fluido en el sistema de fracturas (porosidad secundaria), y el sistema total. V α es el coeficiente de la geometría del bloque y toma los siguientes valores¹⁸ :

Para estratos horizontales de una matriz:

$$\alpha = \frac{12}{hm}$$

y para una matriz esférica:

$$\alpha = \frac{15}{r_m}$$

La Fig. V.17 muestra un conjunto de curvas de incremento de presión, donde cada curva tiene diferente valor de w para un sólo valor de λ igual a 5×10^{-6} . Si $w=1$ quiere decir que hay la misma cantidad de fluido en las fracturas y en el sistema total. Para el valor de $w=0$ no existe fluido en las fracturas.

Esto quiere decir que el incremento de presión para --- tiempos iniciales es el mismo que para un yacimiento -- homogéneo. Entonces ocurre una estabilización más rápida de la presión en el medio poroso secundario más permeable y el incremento de presión se retrasa. A medida que progresa el flujo desde el medio poroso primario el incremento de presión asume una tendencia paralela a la primera, como se muestra en la Fig. V.13.

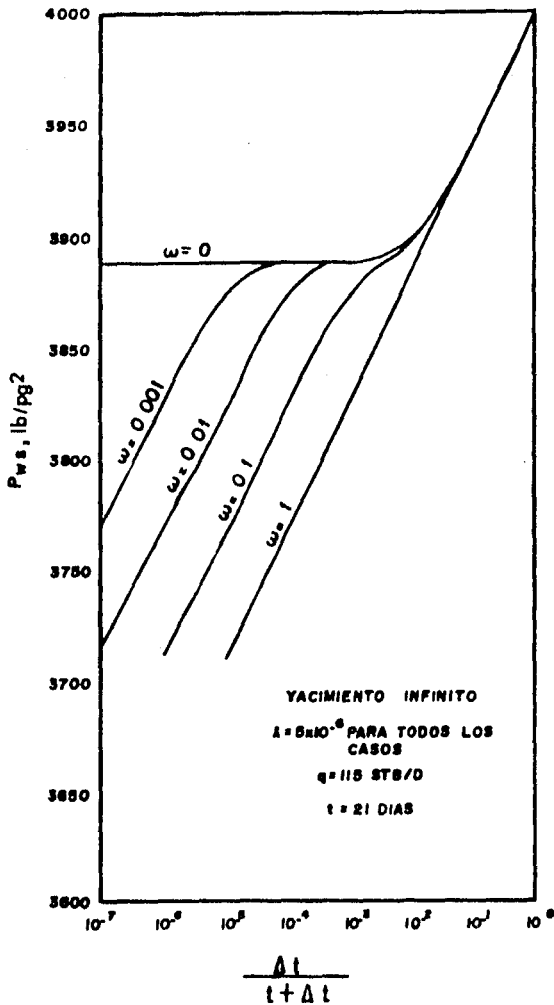


Fig. V. 17 Curvas teóricas de incremento de presión.¹⁷

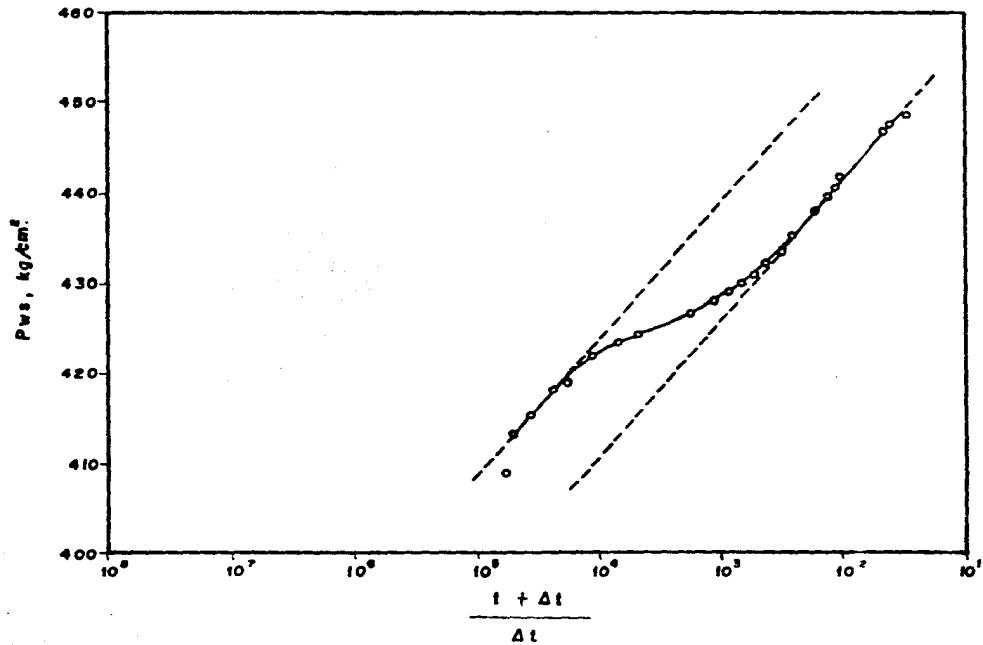


Fig. V. 18 Curva de incremento de un yacimiento con doble porosidad.¹⁷

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden o no mostrar una clara evidencia de su distribución espacial de poros en pruebas de presión. Cuando se alcanza una "sección de recta paralela" en el incremento de presión, puede obtenerse información valiosa como la capacidad de flujo, daño a la formación, etc.

Pollard¹⁹ realizó un estudio del comportamiento de la presión en yacimientos de caliza fisurada, Fig. V.19. Como se observa, cuando un pozo se cierra para efectuar una prueba de incremento de presión, la presión aumenta primero en el sistema fracturado dando una sección de línea recta. Luego la matriz permeable que está a una presión promedio más alta, empieza a alimentar fluido dentro de las fracturas. Esto es lo que causa el incremento arriba de la sección recta. Finalmente la presión aumentará completamente, como se muestra al final de la curva de incremento.

El comportamiento de presión en yacimientos con doble porosidad es similar al obtenido en los yacimientos estratificados sin flujo cruzado. De hecho, en cualquier sistema de yacimientos con 2 tipos de roca predominantes, el incremento de presión es similar al mostrado en la Fig. V.19. La geometría del sistema fracturado, las permeabilidades involucradas y los volúmenes de poros de cada tipo de roca se combina para dar un sistema muy complicado.

V.3.3 YACIMIENTOS BAJOSATURADOS.

El comportamiento de presión en las curvas de incremento

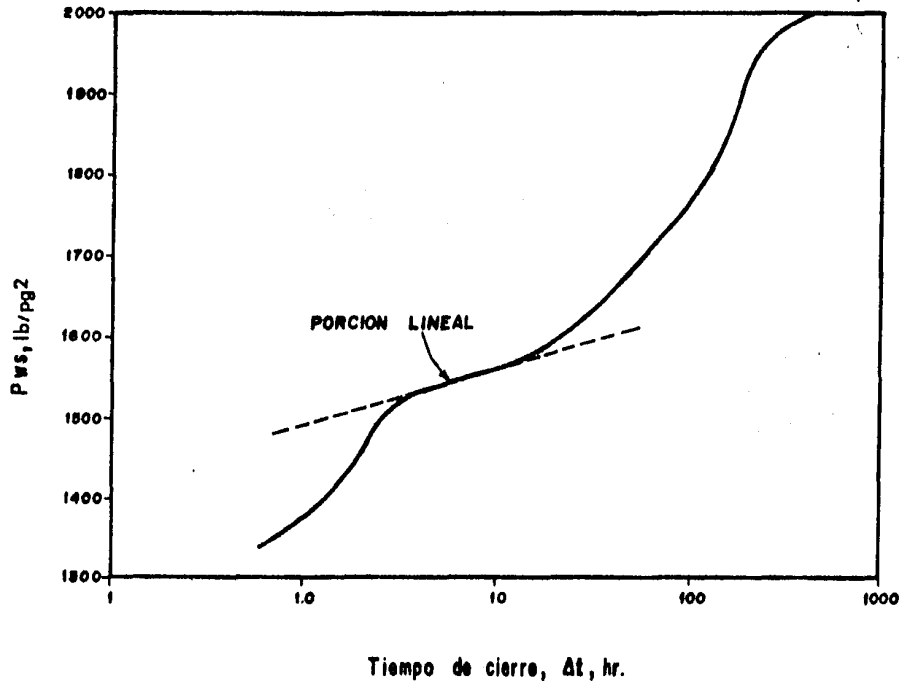


Fig. V. 19 Incremento de un yacimiento de caliza fisurada.¹⁹

para yacimientos bajosaturados se muestra en la Fig. -- IV.1 . Pero al graficar los datos de la prueba en $\log (P_{ws} - P_{wf})$ contra $\log \Delta t$ (Fig. V.20), para realizar el análisis por ajuste de curvas tipo, toma una forma diferente al comportamiento mostrado en la Fig. IV.4 .

En la Fig. V.20 , se observa que aparece un período muy claro de almacenamiento en las primeras horas. Pero esta curva se dobla marcadamente hacia arriba y alcanza rápidamente una línea recta de incremento convencional. No es claro a partir de la información obtenida de los Apéndices B y C de la referencia 2, qué es lo que causa este comportamiento. Una razón puede ser que el coeficiente de almacenamiento empiece a disminuir rápidamente cerca del extremo de la línea recta de pendiente igual a la unidad. Esto indica un cambio en el almacenamiento y se explica por la presencia de algo de gas en el pozo al momento de cerrarse. Pero esto no es una explicación cierta, las constantes de almacenamiento debidas a la compresión y al aumento de nivel del líquido pueden ser del mismo orden. Por tanto, el análisis se realiza de una manera convencional.

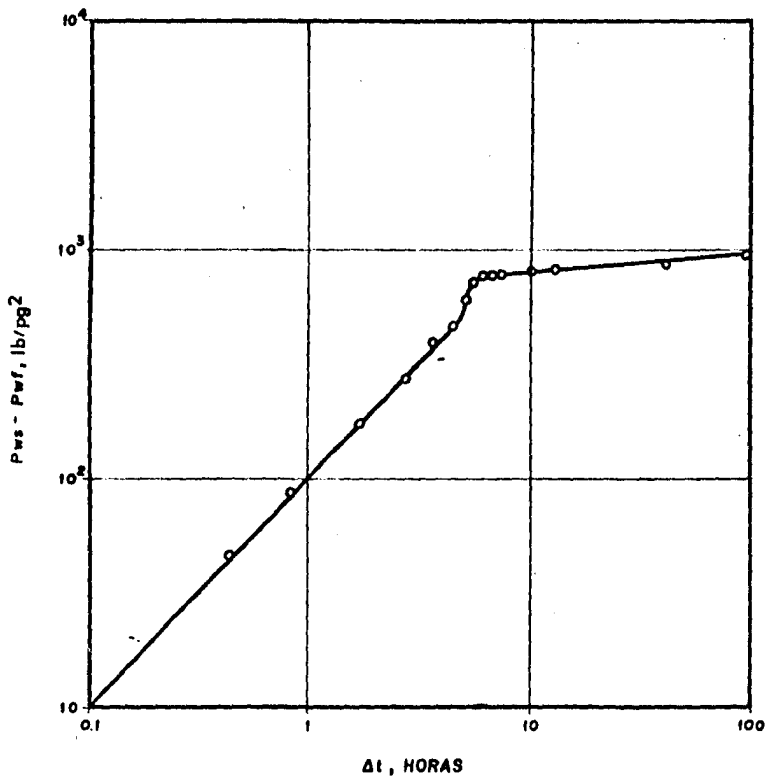


Fig. Y. 20 Curva típica para pozos de aceite bajosaturados.

CAPITULO VI

EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

Los ejemplos que a continuación se analizan muestran el comportamiento típico de presión de algunos campos del Mesozoico, Area Huimanguillo, Distrito Villahermosa. Se escogieron los más representativos de acuerdo a la teoría expuesta en Capítulos anteriores.

La caracterización de los yacimientos se obtuvo en todos los casos utilizando el Método de Horner, para estimar la presión promedio del yacimiento se utilizó el método de Matthews-Brons-Hazebroek.

VI.1 EJEMPLO DE INCREMENTO DE PRESION EN UN POZO CERCA A UNA FALLA.

Pozo:	Cárdenas No. 129
Fecha de registro:	6 de octubre de 1984
Intervalo productor:	5593 - 5647 m.b.m.r.
Profundidad del registro:	5520 m.b.m.r.
Tipo de aceite:	Volátil.

1. DATOS DEL POZO

q_o	=	4421.38	bl/dfa
μ_o	=	0.237	cp
B_o	=	2.338	m ³ /m ³
h	=	305.13	pies
P_{wf}	=	6747.0	lb/pg ²
ϕ	=	0.05	fracc.
r_w	=	0.207	pies
c_t	=	40×10^{-6}	pg ² /lb
t	=	1704	hr
A	=	8.45×10^6	pies ²

2. DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws} (lb/dq ²)
0.000	∞	6747.03
0.007	243430	6747.27
0.008	213001	6748.15
0.009	189334	6748.99
0.010	170401	6751.10
0.011	154910	6755.21
0.013	131078	6761.92
0.015	113601	6780.84
0.016	106501	6792.74
0.018	94668	6805.88
0.025	68161	6883.29
0.032	53251	6950.82
0.040	42601	6990.88
0.055	30983	7012.19
0.084	20287	7027.18
0.123	13855	7039.40
0.190	8969	7055.51
0.257	6631	7067.44
0.373	-4569	7082.47
0.540	3157	7097.08
0.790	2158	7113.15
0.940	1814	7121.01
1.273	1340	7135.56
1.773	962	7153.01
2.273	751	7167.34
2.607	655	7175.80
2.940	581	7203.47
3.940	433	7219.83
4.940	346	7219.83
5.940	288	7233.98
7.773	220	7255.09
8.940	192	7265.87
9.940	172	7273.83
11.940	144	7287.98
12.940	133	7293.70
13.940	123	7297.89
14.440	119	7300.13
14.940	115	7302.36
15.440	111	7304.44
15.940	108	7306.40
16.607	104	7308.93

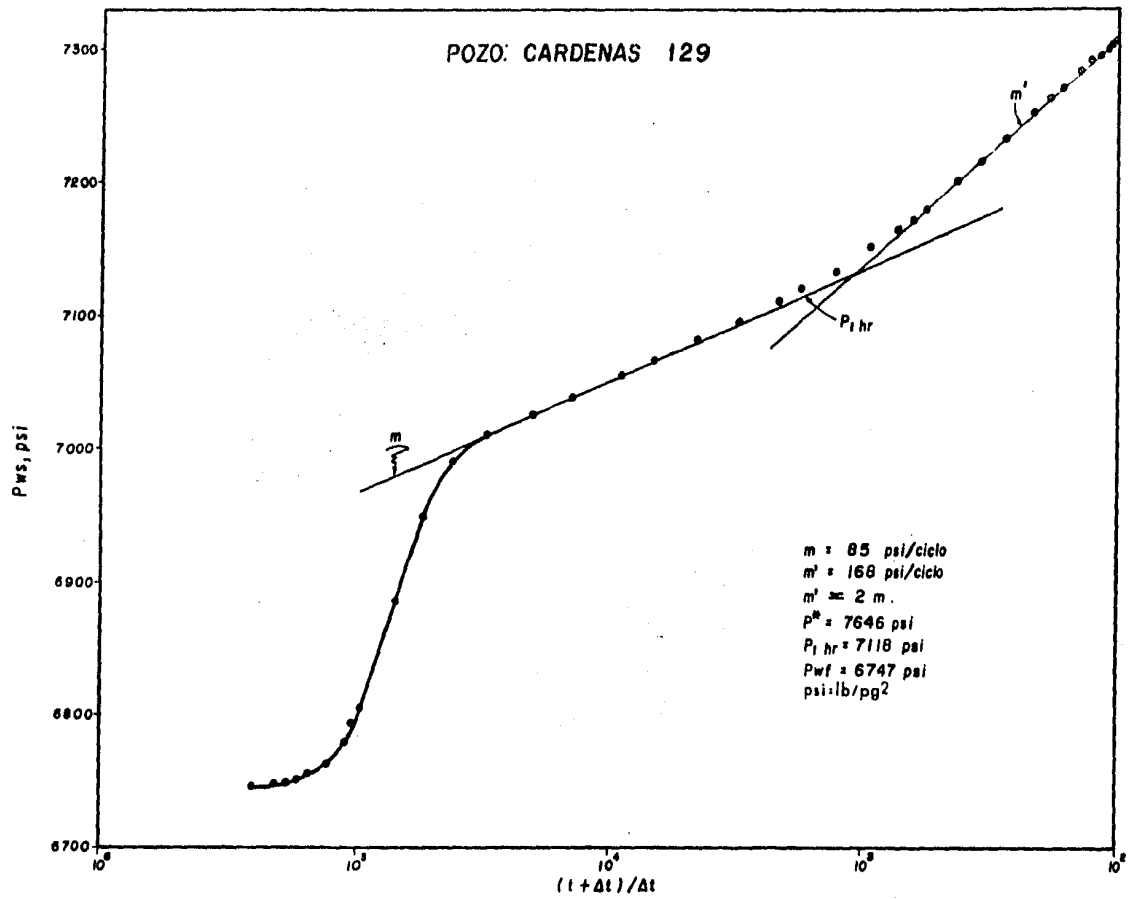


Fig. VI. 1 Curva de incremento de presión de un pozo estimulado y cercano a una falla.

Se elabora una gráfica en papel semilogarítmico con los datos de la prueba como se muestra en la Fig. VI.1.

3. CALCULO DE LA PERMEABILIDAD. .

Utilizando la ecuación (II.14) se calcula la capacidad de flujo y la permeabilidad de la formación.

$$kh = 162.6 \left\{ \frac{(4421.38) (0.237) (2.338)}{85} \right\}$$

$$kh = 4687 \quad \text{md-pie}$$

$$k = 15.4 \quad \text{md.}$$

4. CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO Y LA CAIDA DE PRESION DEBIDO AL DAÑO UTILIZANDO LA ECUACION (IV.1):

$$s = 1.151 \left\{ \frac{7118 - 6747}{85} \log \left(\frac{15.4}{0.05 \times 0.237 \times 40 \times 10^{-6} \times 0.043} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = -1.48$$

La caída de presión debida al daño por medio de la ecuación (IV.2).

$$\Delta P_s = (0.87) (85) (-1.48)$$

$$\Delta P_s = -109.2 \quad \text{lb/pg}^2$$

5. OBTENCION DE LA PRESION PROMEDIO. .

Siguiendo el procedimiento presentado en el Capítulo II se tiene:

Considerando un yacimiento circular y un $r_e = 500$ m.

Sustituyendo datos en el término de la abscisa de la Fig. II.4

$$t_{DA} = \frac{(0.000264) (15.4) (1704)}{(0.05) (.237) (40 \times 10^{-6}) (8.45 \times 10^6)}$$

$$t_{DA} = 1.73$$

Con este valor se entra a la gráfica y obtenemos:

$$\frac{p^* - \bar{p}}{70.6 \frac{q_0 \mu_o B_o}{kh}} = 4.02$$

Despejando \bar{p} se tiene:

$$\bar{p} = 7646 - \frac{(4.02) (70.6) (4421.38) (0.237) (2.338)}{4687}$$

$$\bar{p} = 7498 \text{ lb/pg}^2$$

6. CALCULO DE LOS INDICES DE PRODUCTIVIDAD Y LA EFICIENCIA DE FLUJO.

Indice de Productividad Real.

$$J_R = \frac{q_o}{p_i - p_{wf}}$$

$$J_R = \frac{4421.38}{7646 - 4747}$$

$$J_R = 4.92 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2$$

Indice de Productividad Ideal.

$$J_I = \frac{q_o}{(p_i - p_{wf}) - \Delta p_s}$$

$$J_I = \frac{4421.38}{(7646 - 4747) - (-109.2)}$$

$$J_I = 4.39 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2$$

Eficiencia de Flujo.

$$E.F. = \frac{J_R}{J_I}$$

$$E.F. = \frac{4.92}{4.39}$$

$$E.F. = 1.12$$

7. CALCULO DE DISTANCIA A LA FALLA.

De la siguiente ecuación:

$$-E_i \frac{(-3793 d^2 \phi \mu_o c t)}{1704 k} = 2.303 \log \frac{(1704 + \Delta t)}{\Delta t} \quad (A)$$

El valor de $\log \frac{(1704 + \Delta t)}{\Delta t}$ se lee de la Fig. VI.1 en el punto de intersección Δt de las rectas de pendiente m y m' :

$$\frac{1704 + \Delta t}{\Delta t} = 1150; \log \frac{(1704 + \Delta t)}{\Delta t} = \log (1150)$$

$$\log \frac{(1704 + \Delta t)}{\Delta t} = 3.06$$

Se sustituye esta valor en la ecuación (A)

$$-E_i \frac{(-3793 d^2 \phi \mu_o c t)}{1704 k} = 2.303 (3.06)$$

$$-E_i \frac{(-3793 d^2 \phi \mu_o c t)}{1704 k} = 7.047$$

Usando la fórmula:

$$-E_i (-x) = -2.303 \log x - 0.5772$$

$$7.047 = -2.303 \log x - 0.5772$$

$$\log x = \frac{-7.047 - 0.577}{2.303}$$

$$\log x = -3.310$$

$$x = \text{antilog} (-3.310)$$

$$x = 4.891 \times 10^{-4}$$

Igualando el argumento de la función E_1 :

$$\frac{3793 d^2 \phi \mu_o c_t}{1704 k} = 4.891 \times 10^{-4}$$

Sustituyendo todos los valores conocidos:

$$\frac{3793 d^2 (0.05) (0.237) (40 \times 10^{-6})}{(1704) (15.36)} = 4.891 \times 10^{-4}$$

$$d^2 (6.869 \times 10^{-8}) = 4.891 \times 10^{-4}$$

$$d^2 = 7120.30 \text{ pies}^2$$

$$d = 84.38 \text{ pies}$$

8. OBSERVACIONES:

- a) Las valores de permeabilidad de la formación y de la presión promedio del yacimiento son representativos del yacimiento.
- b) Debido a la estimulación de limpia efectuada a este pozo, el factor de daño resulta negativo - - - (s = -1.48), considerándolo por lo tanto, un pozo estimulado.
- c) La eficiencia de flujo resulta de más del 100% -- que indica que nada obstruye el flujo de hidrocarburos de la formación al pozo.
- d) La presencia de la falla cercana al pozo se confirma con la distribución del plano estructural del campo.

VI.2 EJEMPLO DE UN POZO DANADO.

Pozo: Cárdenas No. 111-A
 Fecha del registro: 2 de septiembre de 1984
 Intervalo productor: 5610-5655 m.b.m.r.
 Profundidad del registro: 5432 m.b.m.r.
 Tipo de aceite: Volátil

1. DATOS DEL POZO

$q_o = 4308.2$ bl/dfa
 $\mu_o = 0.2357$ cp
 $B_o = 2.342$ m³/m³
 $h = 1463$ pies
 $p_{wf} = 3439$ lb/pg²
 $\phi = 0.01$ fracc.
 $r_w = 0.207$ pies
 $c_t = 40 \times 10^{-6}$ pg²/lb
 $t = 13832$ hr
 $A = 8.45 \times 10^6$ pies²

2. DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION.

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws2} (lb/pg ²)
0.000	∞	3439
0.003	4610668	3441
0.008	1729001	3458
0.012	1152668	3470
0.018	768445	3486
0.026	532001	3509
0.040	345801	3548
0.057	242668	3593
0.098	141144	3708

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws} (lb/pg ²)
0.132	104789	3799
0.232	59622	4077
0.398	34755	4554
0.982	14087	6362
1.482	9334	7203
1.982	6980	7212
2.482	5574	7214
3.482	3973	7216
4.482	3087	7218
5.482	2524	7219
6.482	2135	7220
7.482	1850	7221
8.482	1632	7221
9.482	1460	7222

Se grafica en papel semilogarítmico $(t + \Delta t)/\Delta t$ contra Δt , Fig. VI.2.

3. CALCULOS.

Siguiendo el mismo procedimiento del ejemplo anterior, se obtuvieron los siguientes resultados del análisis de la curva de incremento de presión:

$$\begin{aligned}
 kh &= 26668 \text{ md-pie} \\
 k &= 18.22 \text{ md} \\
 s &= 291.8 \\
 \\
 \Delta p_s &= 3681 \text{ lb/pg}^2 \\
 \bar{p} &= 7218 \text{ lb/pg}^2 \\
 J_R &= 1.13 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2 \\
 J_I &= 29.12 \text{ bl/cfa/lb/pg}^2 \\
 EF &= 0.04
 \end{aligned}$$

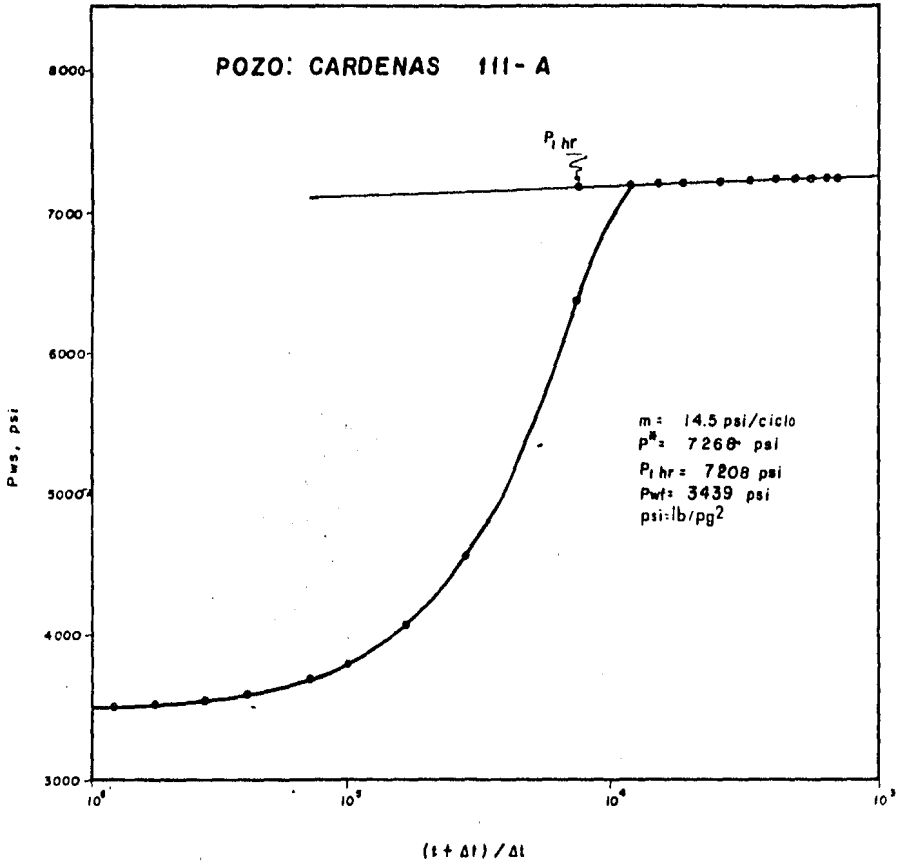


Fig. VI.2 Incremento de presión que muestra el efecto de un pozo dañado

4. OBSERVACIONES:

- a) Se alcanzó el período de flujo radial donde se pudo trazar una línea recta confiable, por lo cual los valores de los parámetros son confiables.
- b) De acuerdo al valor de daño que se obtuvo - - - - (s = + 291.8), es posible que sea un pozo demasiado dañado, pero como el gasto de producción es -- considerable, entonces el valor de daño obtenido es ocasionado por efecto de penetración parcial. Esto se confirma con el valor del espesor neto de la formación que es muy grande.
- c) Como la eficiencia es función directa de la caída de presión, resultan valores muy bajos de este parámetro.

VI.3 EJEMPLO DE UN POZO SIN DAÑO A LA FORMACION.

Pozo:	Cárdenas No. 102-A
Fecha de registro:	9 de octubre de 1984
Intervalo productor:	5392-5440 m.b.m.r.
Profundidad del registro:	5540 m.b.m.r.
Tipo de aceite:	Volátil

1. DATOS DEL POZO

q_0	=	474.60	bl/día
μ_0	=	0.3904	cp
B_0	=	2.4156	m ³ /m ³
h	=	508.6	pies
P_{wf}	=	4319	lb/pg ²
ϕ	=	0.05	fracc.
r_w	=	0.207	lb/pg ²
c_t	=	25.3×10^{-6}	pg ² /lb
t	=	60	hr
A	=	8.45×10^6	pies ²

2. DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION.

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws}^2 (lb/pg ²)
0.000	∞	4319
0.001	60001	4319
0.004	50001	4320
0.012	5001	4323
0.023	2610	4328
0.045	1334	4336
0.078	770	4344
0.245	246	4360
0.411	147	4364
0.745	82	4368

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} (lb/pg ²)
0.911	66	4368
1.411	44	4370
2.411	26	4372
3.411	19	4373
3.495	18	4373

Se gráfica en papel semilogarítmico, como se muestra en la Fig. VI.3.

3. CALCULOS.

Utilizando las mismas ecuaciones del ejemplo VI.1 se llega a los siguientes resultados:

$$\begin{aligned}
 kh &= 8086 && \text{md-pie} \\
 k &= 15.9 && \text{md} \\
 s &= -0.2 \\
 \Delta p_s &= -1.3 && \text{lb/pg}^2 \\
 \bar{p} &= 4380 && \text{lb/pg}^2 \\
 J_R &= 7.2 && \text{bl/dfa/lb/pg}^2 \\
 J_I &= 7.1 && \text{bl/dfa/lb/pg}^2 \\
 EF &= 1.01
 \end{aligned}$$

4. OBSERVACIONES

- a) El comportamiento de presión mostrado en la Fig. VI.3 alcanza el flujo radial, lo que indica que los resultados obtenidos son representativos del yacimiento.

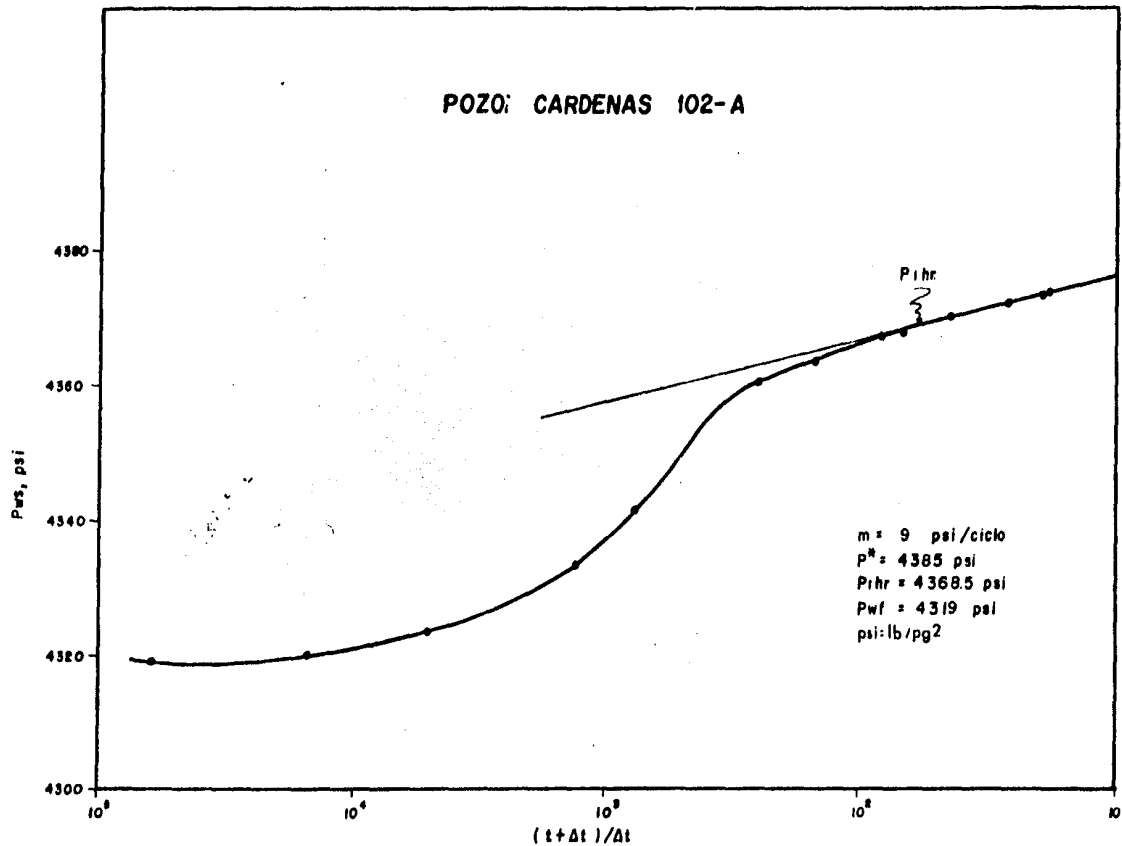


Fig. VI. 3 Curva de incremento de presión de un pozo no dañado

- b) El valor de daño a la formación resultó negativo ($s = -0.2$) y cercano a cero, indicando con esto que el pozo no está dañado.
- c) Debido a que no hay obstrucción del flujo de la formación al pozo, la eficiencia de flujo es del 100%.

VI.4 EJEMPLO DEL EFECTO DE SEGREGACION DE FASES EN EL POZO.

Pozo: Cactus No. 95-1
 Fecha de registro: 12 de enero de 1975
 Intervalo productor: 4055-4094 m.b.m.r.
 Profundidad del registro: 4000 m.b.m.r.
 Tipo de aceite: Aceite ligero

1. DATOS DEL POZO

$q_0 = 1118$ bl/día
 $\mu_0 = 0.237$ cp
 $B_0 = 1.96$ m³/m³
 $h = 560.88$ pies
 $p_{wf} = 2506$ lb/pg²
 $\phi = 0.08$ fracc.
 $r_w = 0.146$ pies
 $c_t = 61.09 \times 10^{-6}$ pg²/lb
 $t = 3393$ hr
 $A = 8.45 \times 10^6$ pies²

2. DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION.

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} (lb/pg ²)
0.00	∞	2506
0.16	21207	2709
0.33	10283	2968
0.50	6787	3195
0.66	5142	3413
0.83	4089	3591
1.00	3394	3764
1.16	2916	3977

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	P_{ws} (lb/pg ²)
1.33	2552	4188
1.50	2263	4390
1.66	2045	4515
1.83	1855	4646
2.00	1698	4742
2.16	1572	4821
2.33	1457	4885
2.50	1358	4944
2.66	1277	4977
2.83	1200	5008
3.00	1132	5041
3.16	1075	5077
3.33	1020	5105
3.50	970	5129
3.65	928	5150
3.83	887	5162
4.00	849	5172
4.50	755	5165
5.00	680	5122
5.50	618	5079
6.00	567	5041
6.50	523	5020
7.00	486	4984
7.50	453	4994
8.00	425	4994
8.50	400	4994
9.00	378	4994
9.50	358	5005
10.00	340	5008
10.50	324	5008
11.00	309	5008
11.50	296	5015
12.00	284	5015

Seguindo el mismo procedimiento que en ejemplos anteriores, se elaboró una gráfica semilogarítmica de P_{ws} contra $t + \Delta t/\Delta t$, mostrada en la Fig. VI.4.

3. CALCULOS

Utilizando las mismas ecuaciones del ejemplo VI.1 se evalúan las características del yacimiento y los resultados son:

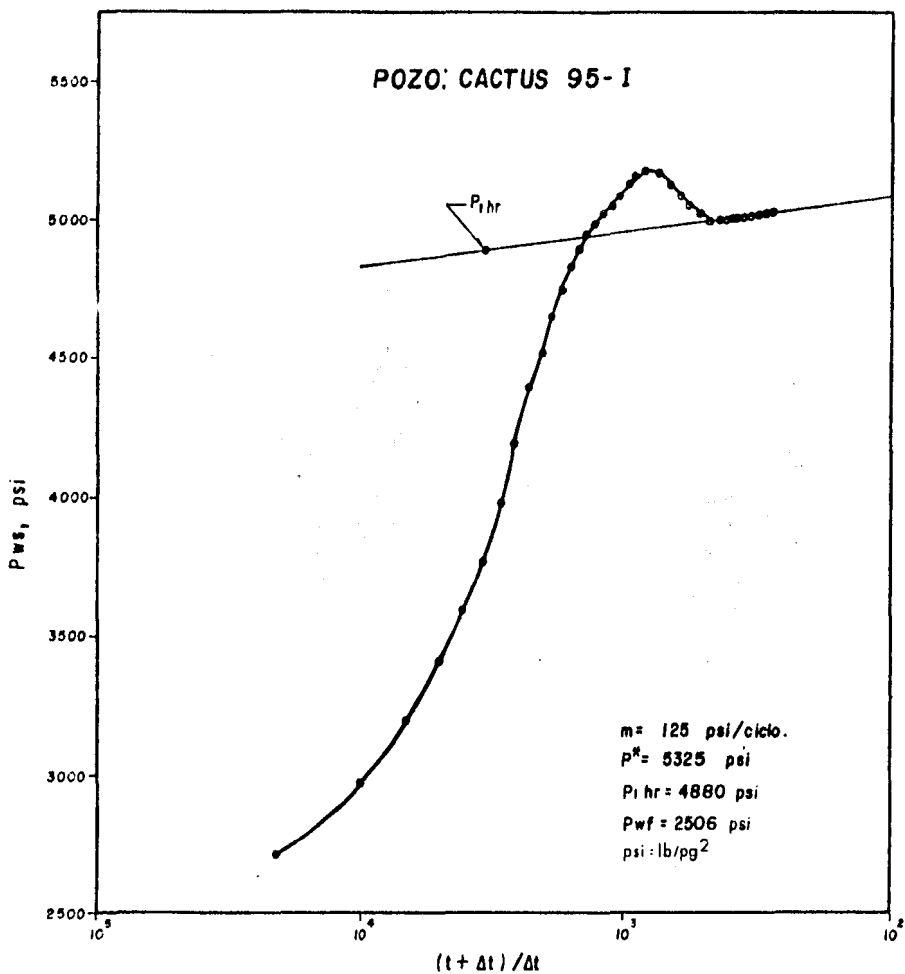


Fig. VI. 4 Anomalia que resulta de la segregación de fases en la curva de incremento.

$$\begin{aligned}
 kh &= 675.4 && \text{md-pie} \\
 k &= 1.2 && \text{md} \\
 s &= + 16.7 \\
 \Delta p_s &= 1819.4 && \text{lb/pg}^2 \\
 \bar{p} &= 5324 && \text{lb/pg}^2 \\
 J_R &= 0.40 && \text{bl/dfa/lb/pg}^2 \\
 J_I &= 1.12 && \text{bl/dfa/lb/pg}^2 \\
 EF &= 0.36
 \end{aligned}$$

4. OBSERVACIONES.

- a) De la gráfica elaborada (Fig. VI.4) puede observarse que, primero se incrementa la presión y luego declina hasta alcanzar el periodo de flujo radial. Formando una "joroba", la cual se explica por una segregación de fases ocurrida dentro del pozo.
- b) La línea recta convencional se traza una vez que deja de actuar el efecto tipo "joroba", es decir en el periodo de estabilización.
- c) De acuerdo a los datos obtenidos el efecto de daño ($s = + 16.7$) es grande. En este caso se recomienda efectuar una estimulación. Pero si tomamos en cuenta el gasto de aceite que está produciendo ($q_0 = 1118$ B/D) no es conveniente intervenirlo.
- d) La eficiencia del flujo en este caso resultó del 36%. Esta eficiencia es función de la caída de presión, si ésta es muy grande, la eficiencia de flujo va a reducirse.

VI.5 EJEMPLO DE INCREMENTO DE PRESION EN UN YACIMIENTO CON DOBLE POROSIDAD.

Pozo: Agave No. 42
 Fecha de registro: 29 de mayo de 1984.
 Intervalo productor: 4120-4135 m.b.m.r.
 Profundidad del registro: 3800 m.b.m.r.
 Tipo de aceite: Gas y condensado.

1. DATOS DEL POZO.

$q_g = 1104 \text{ 178.05}$ bl/dfa
 $\mu_g = 0.0368$ cp
 $B_g = 0.0065$ m³/m³
 $h = 282.16$ pies
 $p_{wf} = 4293$ lb/pg²
 $\phi = 0.03$ fracc.
 $r_w = 0.207$ pies
 $c_t = 101 \times 10^{-6}$ pg²/lb
 $t = 683.5$ hr
 $A = 8.45 \times 10^6$ pies²

2. DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION.

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} (lb/pg ²)
0.000	∞	4293.42
0.002	341751	4305.59
0.004	170876	4316.96
0.007	97644	4330.61
0.011	62137	4344.78
0.016	42720	4361.78
0.024	28480	4382.56

Δt (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	ρ_{ws} (lb/pg ²)
0.033	20713	4399.56
0.043	15896	4414.67
0.056	12206	4433.56
0.072	9494	4452.44
0.108	6330	4477.00
0.147	4651	4494.00
0.208	3287	4512.89
0.275	2486	4526.11
0.392	1745	4545.00
0.475	1440	4556.33
0.692	989	4563.89
0.975	702	4567.67
1.442	475	4576.17
1.942	353	4584.67
2.408	285	4592.22
2.908	236	4599.78
3.408	202	4609.22
4.342	158	4616.78

Se grafican los valores como el ejemplo VI.1 y se obtiene la Fig. VI.5.

3. CALCULO DE LA PERMEABILIDAD

Las ecuaciones deben tener una ligera modificación. En vez de utilizar las propiedades del aceite, deben usarse las del gas.

$$kh = 162.6 \frac{q_g \mu_g B_g}{m}$$

$$kh = 162.6 \left\{ \frac{(1104178.05) (0.0368) (0.0065)}{121} \right\}$$

$$kh = 354.9 \text{ md-pie}$$

$$k = \frac{354.9}{282.2}$$

$$k = 1.26 \text{ md.}$$

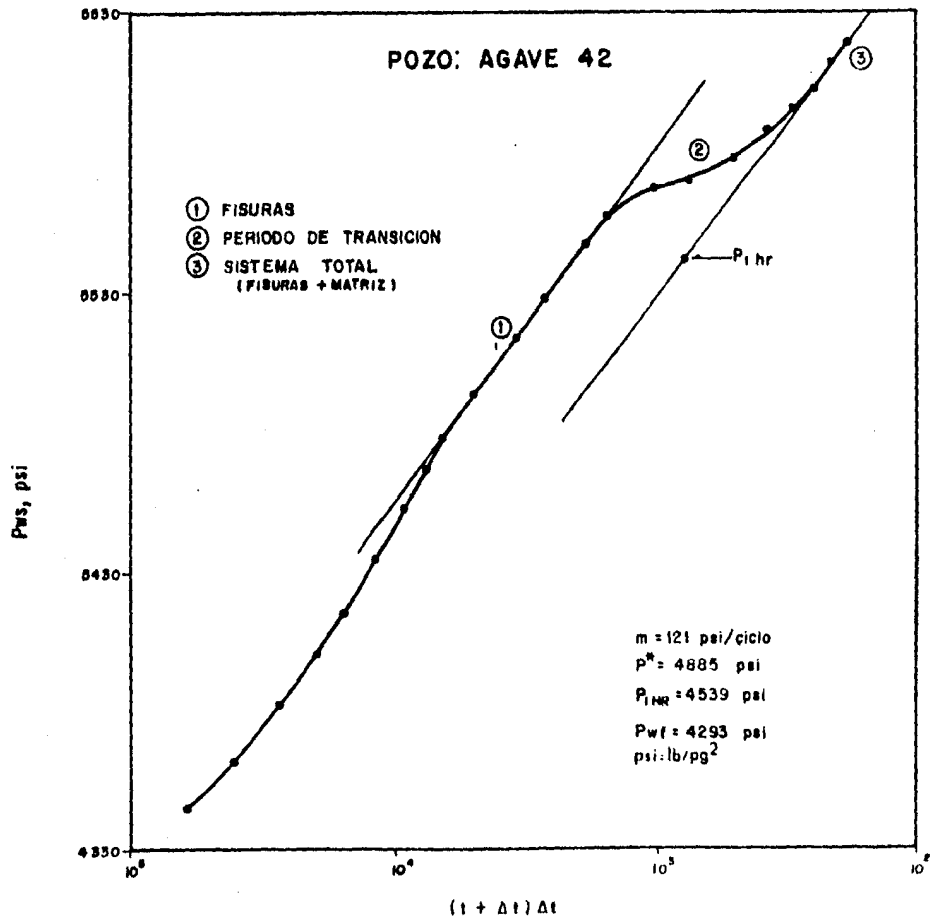


Fig. VI.5 Incremento de presión en un yacimiento con doble porosidad

4. CALCULO DEL EFECTO DE DAÑO Y CAIDA DE PRESION DEBIDA AL DAÑO.

$$s = 1.151 \left\{ \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 1.151 \left\{ \frac{4539-4293}{121} - \log \left(\frac{1.26}{0.03 \times 0.0368 \times 101 \times 10^{-6} \times 0.043} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = -3.63$$

$$\Delta P_s = 0.87 \quad \text{ms}$$

$$\Delta P_s = (0.87) (121) (-3.63)$$

$$\Delta P_s = -382.47 \text{ lb/pg}^2$$

5. CALCULO DE LA PRESION PROMEDIO.

Se considera un yacimiento circular con $r_e = 500$ mts.

$$t_{DA} = \frac{0.000264 kt}{\phi \mu_o c_t A}$$

$$t_{DA} = \frac{0.000264 (1.26) (683.5)}{0.03 \times 0.0368 \times 101 \times 10^{-6} \times 8.45 \times 10^6}$$

$$t_{DA} = 0.24$$

Con este valor se entra a la Fig. II.4 y se obtiene.

$$\frac{p^* - \bar{p}}{70.6 q_g \mu_g B_g / kh} = 2.05$$

Despejando y sustituyendo datos tenemos:

$$\bar{p} = 4885 - \frac{(2.1)(70.6)(1104178.05)(0.0368)(0.0065)}{354.9}$$

$$\bar{p} = 4777 \text{ lb/pg}^2$$

6. CALCULO DE LOS INDICES DE PRODUCTIVIDAD Y LA EFICIENCIA DE FLUJO.

$$J_R = \frac{q_g}{p_i - p_{wf}}$$

$$J_R = \frac{1104178.05}{4885 - 4293}$$

$$J_R = 1865.17 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2$$

$$J_I = \frac{p_g}{(p_i - p_{wf}) - \Delta p_s}$$

$$J_I = \frac{1104178.05}{(4885 - 4293) - (-382.47)}$$

$$J_I = 1133.11 \text{ bl/dfa/lb/pg}^2$$

$$EF = \frac{J_R}{J_I}$$

$$EF = \frac{1865.17}{1133.11}$$

$$E.F. = 1.65$$

7. OBSERVACIONES:

- a) Todos los resultados obtenidos anteriormente corresponden al sistema total (fisuras + matriz), puesto que se utilizó la sección de línea recta de todo el sistema.

- b) Este ejemplo muestra claramente que se trata de un yacimiento naturalmente fracturado, ya que - en ocasiones no se alcanza la zona de transición.
- c) El pozo resultó estimulado, teniendo por tanto, una eficiencia de flujo del 165%.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

El análisis de las curvas de incremento de presión es de gran importancia debido a que es una forma muy confiable de obtener información valiosa del yacimiento.

En la aplicación de los métodos expuestos, no siempre está claro que solamente una parte de la curva de ----

incremento debe usarse para el trazo de la línea recta convencional y esto puede ocasionar que se obtengan -- valores erróneos. Con la ayuda del ajuste con curvas tipo se puede definir exactamente a partir de qué momento se traza la línea recta.

En este tipo de pruebas es necesario sacrificar la producción, pero es necesario para conocer el desarrollo de la declinación de la presión del yacimiento con -- respecto al tiempo, y en base a esto tomar decisiones para racionalizar la producción. Por tanto, se reco-mienda efectuar estas pruebas con frecuencia.

Después de la terminación de un pozo se requiere tomar una prueba de incremento de presión, para poder conocer su presión original. Así como también, si el pozo que dó dañado, para poder recomendar una estimulación y obtener una mejor eficiencia de flujo.

Son de gran utilidad estas pruebas para saber si el yacimiento es homogéneo o heterogéneo, si existe una fa-lla cercana al pozo y a que distancia se encuentra. Para conocer las condiciones de las fronteras de drene, así como los fenómenos causados por los fluidos en el pozo, como almacenamiento, segregación de fases, fa---llas en empacadores y fugas en TP o TR. Aunque estas anomalías se eliminarían con una herramienta de pre---sión de fondo que permitiera cerrar el pozo cerca de los intervalos productores.

Los ejemplos presentados ilustran algunos de los - - - casos más simples que pueden encontrarse en la --- práctica.

Cabe aclarar que el comportamiento del incremento de --
presión no siempre es bien definido, muchas veces se ob-
tienen formas muy raras de las curvas que dificulta el
análisis.

VIII NOMENCLATURA

- A = Area de drene, pies²
 b = Ordenada al origen de la recta de la $\log (\bar{p} - p_{ws})$ contra Δt , lb/pg²
 B = Factor de volumen del aceite, vol.c.y.
 B_g = Factor de volumen del gas, vol.c.y./vol.c.s.
 c_t = Compresibilidad total del sistema, pg²/lb
c.s. = Condiciones estándar.
c.y = Condiciones de yacimiento.
 C_D = Coeficiente de almacenamiento adimensional.
 d = Distancia del pozo a una falla, pies
 e = Número de Euler = 2.718281828.
 E_i = Función integral exponencial $Ei(-y) = -\int_y^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$
 g = Aceleración de la gravedad, pies/seg²
 h = Espesor de la formación, pies
 h_m = Espesor de la matriz, pies
 J_0 = Función Bessel de primera clase, orden cero.

- J_1 = Función Bessel de primera clase, orden uno.
- J_I = Índice de productividad ideal, $\text{bl}/\text{dft}/\text{lb}/\text{pg}^2$
- J_R = Índice de productividad real, $\text{bl}/\text{dft}/\text{lb}/\text{pg}^2$
- k = Permeabilidad de la formación, md
- k_f = Permeabilidad de las fracturas, md
- k_m = Permeabilidad de la matriz, md
- L = Distancia desde el centro del pozo hasta el extremo de la fractura, pies
- \ln = Logaritmo natural, base e.
- \log = Logaritmo base 10.
- m = Valor absoluto de la pendiente de la línea recta semilogarítmica de pws contra $t+\Delta t/\Delta t$, $\text{lb}/\text{pg}^2/\text{ciclo}$
- p = Presión a la distancia r y al tiempo t , lb/pg^2
- p_D = Presión adimensional.
- p_i = Presión inicial del yacimiento, lb/pg^2
- $p_{1\text{hr}}$ = Presión leída de la línea recta semilogarítmica, cuando $t=1$ hr . después del cierre, lb/pg^2
- p^* = Presión leída de la extrapolación de la línea recta semilogarítmica cuando $t + \Delta t/\Delta t = 1$. lb/pg^2

- \bar{p} = Presión media del yacimiento, lb/pg²
 p_{wf} = Presión de fondo fluyendo, lb/pg²
 p_{ws} = Presión de fondo estática, lb/pg²
 q_o = Gasto de aceite, bl/día, c.s.
 q_g = Gasto de gas, pies³/día, c.s.
 r = Distancia radial, pies
 r_D = Radio adimensional.
 r_e = Radio de la frontera externa, pies
 r_{eD} = r_e/r_w Radio adimensional cuando $r = r_e$
 r_m = Radio de la matriz, pies
 r_w = Radio del pozo, pies
 s = Factor de daño, adimensional.
 t = tiempo de producción, hr
 t_D = Tiempo de flujo adimensional.
 t_{DA} = Tiempo de flujo adimensional tomando como base el área de drene.
 u = Variable independiente.
 v = Volumen de aceite, pies³

V_p = Volumen de poros drenado, bl.

V_u = Volumen del pozo por unidad de longitud, bl/pie

V_w = Volumen total del pozo, bl.

v_r = Velocidad radial. cm/seg.

γ = Función definida por $y(u) = -Ei(-u) + \frac{1}{u} e^{-u}$.

Y_0 = Función Bessel de segunda clase, orden cero.

Y_1 = Función Bessel de segunda clase, orden uno.

LETRAS GRIEGAS

α = Función de la geometría estructural.

α_n = Raíz de la función Bessel.

β = Valor absoluto de la pendiente de la línea recta $\log(\bar{p} - pws)$ contra Δt , hr^{-1} .

β_n = Raíz de la función Bessel.

γ = Constante de Euler = 1.781.

Δp = Cambio de presión, lb/pg²

Δp_s = Caída de presión debida al daño, lb/pg²

Δt = Tiempo de cierre, hr.

Δt_{DA} = Tiempo de cierre adimensional basado en el área de drene, hr.

Δt_{De} = Tiempo de cierre adimensional basado en el re.

ΔV = Cambio de volumen, pies³

ϕ = Porosidad, fracción.

ρ = Densidad, gr/cm³, lbm/pies³

λ = Parámetro de flujo interporoso, adimensional.

μ_o = Viscosidad del aceite, cp

μ_g = Viscosidad del gas, cp

ω = Relación de almacenamiento entre fracturas y sistema total, adimensional.

REFERENCIAS

1. IMP.: "Matemáticas Aplicadas a Flujo de Fluidos en Medios Porosos". N°72 BH/095.
2. Matthews, C.S. and Russell. D.G. "Pressure Buildup -- and Flow tests in Wells". Monograph Serie, SPE, Dallas (1967).
3. Horner, D.R.: "Pressure Build-Up in Wells", Memorias - del Tercer Congreso Mundial del Petróleo, (1951).
4. Matthews, C.S., Brons, F. y Hazebroek, P.: "A Method - for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir", Trans. AIME, (1954), 201.
5. Miller, C.C. Dyes, A.B. y Hutchinson, C.A. Jr.: "The - Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-Up Characteristics", Trans. AIME, (1950), 189.
6. Ramey, H.J. Jr., "Short-time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage"., JPT (January, 1970).
7. Earlougher, R.C., Jr.: "Advances in Well Test Analysis" Monograph. 5, SPE of AIME. Dallas, Texas (1977).
8. Hurst, W.: "Establishment of the Skin Effect and Its -- Impediment to Fluid-Flow Into a Well Bore", Pet. Eng.- (Oct., 1953) 25, B-6.
9. Van Everdingen, A.F.: "The Skin Effect and Its Influen-

- ce on the Productive Capacity of a Well", Trans., --
AIME (1953) 171.
10. Mead, H.: "Another Concept for Final Buildup Pressure"
Paper 1111-G presented at 33rd annual Fall Meeting of
SPE in Houston (Oct., 1958).
 11. Russell, D.G. and Truitt, N.E.: "Transient Pressure Be-
havior in Vertically Fractured Reservoirs", J. Pet. --
Tech. (Oct., 1964), 1159-1170.
 12. Nisle, R.G. "The Effect of Partial Penetration on Pre-
ssure Build-Up in Oil Wells", Trans., AIME (1958) 213,
85-90.
 13. Brons, F. and Marting, V.E.: "The Effect of Restricted
Fluid Entry on Well Productivity", J. Pet. Tech. (Feb.,
1961) 172-174.
 14. Lefkovits, H.C., Hazebroek, P., Allen, E. E. and Ma-
tthews, C.S.: "A Study of the Behavior of Bounded Re-
servoir Composed of Stratified Layers", Soc. Pet. Eng.
J. (March, 1961) 43-58.
 15. Larson, V.C.: "Understanding the Muskat Method of Ana-
lysing Pressure Build-Up Curves", Jour. Can. Pet. Tech.
(1963) 2, N°3, 163.
 16. Russell, D.G. and Prats, M.: "The Practical Aspects -
on Interlayer Cross flow", J. Pet. Tech. (June, 1962)
589-594.
 17. Warren, J.E. and Root, P.J.: "The Behavior of Natura-

lly Fractured Reservoirs", Soc. Pet. Eng. J. (September, 1963).

18. Flopetrol Co. Systems Analysis Parte I. "Well Test - Interpretation for Monophasic Oil by Analysis of -- Pressure Behavior" Flopetrol, Melun, France, (1983).
19. Pollard, P.: "Evaluation of Acid Treatments from Pressure Build-Up Analysis", Trans. AIME (1959) 216, -- 38-43.
20. Stegemeier, G.L. and Matthews C.S. "A study of Anomalous Pressure Build-Up Behavior", Pet. Trans. AIME Vol. 213, (1958).
21. Peebles and Garber: "Studies on Motion of Gas Bubbles in liquids", Chem. Eng. Prog. (1953), 49, 88.
22. Matthews, C.S.: "Analysis of Pressure Build-Up and -- Flow Test Data", J. Pet. Tech. (Sept., 1961).